Tesis de Maestría En Ingeniería Eléctrica

"METODOLOGÍA PARA LA REPRESENTACIÓN Y ANÁLISIS COMPUTACIONAL DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS."

Diego Mauricio Calderón Cancelado

Profesor Director:
Gustavo Ramos López, PhD

09/12/2015

TABLA DE CONTENIDO

TABLA DE FIGURAS 4
RESUMEN 5
1. INTRODUCCIÓN 6
2. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA 9
2.1. Resistividad del Suelo y Resistencia de Puesta a Tierra. 11
2.1.1. Resistividad del Suelo 11
2.1.2. Resistencia De Puesta A Tierra 15
2.1.3. Seguridad Humana y Tensiones Tolerables 15
2.2. Diseño Del Sistema De Puesta A Tierra Según IEEE 80 2013 18
2.3. Tipos de Falla a Tierra en Subestación 26
2.4. Factor de División de Corriente de Falla (Split Factor) 29
2.4.1. Factor de División de Corriente Dentro de una Subestación 31
2.4.2. Factor de División de Corriente Fuera de una Subestación 33
2.4.3. Anexo C IEEE 80 2013 Análisis Gráfico y Aproximado del SF. 34
3. RESULTADOS Y SIMULACIONES 37
3.1. Resistencia De Puesta A Tierra 37
3.2. Factor De División De Corriente De Falla (Split Factor) 39
3.3. Análisis Paramétrico del Split Factor 41
4. ESQUEMA DE CONEXIÓN A TIERRA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN (MICRO-RED) 46
4.1. ESQUEMAS DE CONEXIÓN A TIERRA 46
4.2. MICRO-RED 49

4.2.1. TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA 50
4.3. RESULTADOS ESQUEMA DE CONEXIÓN DE TIERRA MICRO-RED 52
5. CONEXIÓN A TIERRA DEL NEUTRO EN GENERADORES O TRANSFORMADORES 57
a) Puesta a tierra de alta resistencia (Transformador de Distribución) 57
b) Puesta a tierra de alta resistencia (Resistencia del Neutro) 58
c) Puesta a tierra de baja resistencia o solidamente puesto a tierra(Resistencia del Neutro) 58
d) Puesta a tierrade baja inductancia (Reactor del Neutro) 58
e) Puesta a tierra resonante (Neutralizar Falla a Tierra) 58
f) Transformador de puesta a tierra de alta resistencia 58
g) Transformador de puesta a tierra de resistencia media 58
h) Sin conexión a tierra 58
5.1. RESULTADOS DE DIFERENTES TIPOS DE CONEXIÓN DEL NEUTRO A TIERRA. 59
CONCLUSIONES 61
REFERENCIAS 64

TABLA DE FIGURAS

FIGURA 1. SUELO DE DOS CAPAS. [2] 14
FIGURA 2. ELECTRODO SIMPLE DE PUESTA A TIERRA. 15
FIGURA 3. UMBRALES DE FIBRILACIÓN DE VENTRICULAR. [26] 16
FIGURA 4. TENSIÓN DE PASO, CONTACTO Y TRANSFERIDA. [2] 17
FIGURA 5. DISEÑO IEEE 80 [2] 20
FIGURA 6. TIPOS DE FALLA EN UNA SUBESTACIÓN.[2] 27
FIGURA 7. DIVISIÓN DE CORRIENTE DE FALLA. [22] 30
FIGURA 8. DIAGRAMA DE LA DIVISIÓN DE CORRIENTE POR FALLA DENTRO DE UNA SUBESTACIÓN.[27] 31
FIGURA 9. DIAGRAMA DE LA DIVISIÓN DE CORRIENTE POR FALLA FUERA DE UNA SUBESTACIÓN.[27] 33
FIGURA 10. MALLA DE PUESTA A TIERRA H.3.3 IEEE 80 2013. [2] 37
FIGURA 11. MALLA DE PUESTA A TIERRA H.3.6 IEEE 80 2013. [2] 38
FIGURA 12. PRIMER CASO DE ESTUDIO SF (EJEMPLO H.4.1 IEEE 80 2013) [2]. 39
FIGURA 13. SEGUNDO CASO DE ESTUDIO SF (EJEMPLO H.4.2 IEEE 80 2013) [2]. 41
FIGURA 14. CASO DE ESTUDIO DE SF, CÁLCULO SF Y GRÁFICAS DE LA TENSIÓN DE SUPERFICIE DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA. 42
FIGURA 15. IMPACTO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DE LA SUBESTACIÓN EN EL SF Y GPR 44
FIGURA 16. ESQUEMA DE CONEXIÓN TN-S. 47
FIGURA 17. ESQUEMA DE CONEXIÓN TN-C. 47
FIGURA 18. ESQUEMA DE CONEXIÓN TT. 48
FIGURA 19 . ESQUEMA DE CONEXIÓN IT 48
FIGURA 20. DIFERENTES ESQUEMAS DE CONEXIÓN DE TIERRA. 48
FIGURA 21. ESQUEMA TÍPICO DE UNA MICRO-RED. [31] 49
FIGURA 22. CASO DE ESTUDIO DE UNA MICRO-RED [23] 53
FIGURA 23. TENSIÓN DE CONTACTO O TOQUE PARA LOS TRES SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA DE LA MICRO-RED. 55
FIGURA 24. CONEXIÓN A TIERRA DEL NEUTRO DE UN GENERADOR O DE UN TRANSFORMADOR. [24] 59
FIGURA 25. FASORES DE TENSIÓN Y CORRIENTE PARA CUANDO SE TIENE UN SISTEMA DE CONEXIÓN A TIERRA INDUCTIVO (L=469,6 MH) 60
FIGURA 26. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA 62

RESUMEN

En este documento se presenta una metodología para la representación y análisis computacional de sistemas de puesta a tierra en los sistemas eléctricos del futuro, con énfasis en subestaciones y redes de distribución, con el fin de ampliar algunos aspectos dispuestos en la IEEE 80 versión 2013 para el diseño de sistemas de puesta a tierra.

La metodología se basa en la utilización de software especializado (WinIGS), y está orientada en la importancia de determinar apropiadamente el factor de división de corriente de falla (Split Factor), la resistencia de puesta a tierra, las tensiones de paso y contacto máximas del sistema, el esquema de conexión a tierra del sistema de distribución (TN, TT e IT), y el tipo de conexión a tierra del neutro de generadores (o transformadores) , que permita efectuar un diseño de los sistemas de puesta a tierra en términos reales e incluyendo características de su entorno, lo cual concluye en un sistema de puesta a tierra de menor tamaño y menor costo, que de igual forma garantice la seguridad humana y de los equipos.

1. INTRODUCCIÓN

Un crecimiento acelerado de la demanda energética en últimos años, seguido de nuevos retos para los sistemas de potencia como el ingreso nuevas tecnologías, energías renovables, además de "los avances en los campos de las comunicaciones y computación digital han abierto las puertas para nuevas herramientas como las smart grids (redes inteligentes)", generación distribuida y micro-redes, con el fin de que la infraestructura de distribución de energía eléctrica se pueda caracterizar por un flujo bidireccional de energía e información que incluyen equipos instalados en la parte de la red perteneciente al cliente y los sensores asociados con el fin que se pueda desarrollar una red eléctrica más eficiente y fiable, que mejore la seguridad y calidad del suministro.[1]

Estos nuevos sistemas de distribución traen en si mayores retos para mantener la seguridad y confiablidad del sistema de potencia, por lo tanto uno de los aspectos críticos de en la calidad de la potencia en un sistema eléctrico es; los sistemas de puesta a tierra donde esencialmente se debe hacer un estudio detallado de las necesidades, metodologías y requerimientos que se puedan presentar por estas nuevas tecnologías incorporadas en los sistemas de distribución para el futuro.

Tradicionalmente, el diseño de sistemas de puesta a tierra de subestaciones de trasmisión y distribución ha tenido como marco de referencia teórico y metodológico principal, la información presentada en la Norma ANSI / IEEE standard 80 "IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding" en sus versiones 1986, 2000 y 2013. [2]

Sin embargo con la inclusión de sistemas de generación lo más cerca a los lugares del consumo energético mediante generación distribuida y micro-redes, se requiere un análisis de la seguridad eléctrica orientado a los sistemas de puesta a tierra, los esquemas de conexión a tierra (TN, TT e IT) y la conexión del neutro de los generadores, en este tipo de redes de distribución, más allá de lo planteado en la Norma ANSI / IEEE standard 80, que permita garantizar la seguridad humana y protección de los equipos.

Uno de los puntos críticos del análisis de sistemas de puesta a tierra es poder determinar apropiadamente, la resistencia de puesta a tierra y el factor de división de corriente de falla (Split Factor SF), que permita establecer el valor correcto de diseño de la corriente de falla máxima que fluye por la puesta a tierra $I_{G,}$ y de la resistencia de puesta a tierra, que serán utilizados en todos los cálculos y dimensionamientos de cualquier sistema de puesta a tierra, por lo tanto es necesario profundizar minuciosamente en todos los factores que pueden influir en el cálculo del Split Factor y Resistencia de Puesta a Tierra, mediante un análisis de diferentes casos de estudio y una parametrización de los principales factores.

En la literatura se puede encontrar que se han diseñado diferentes herramientas de análisis numéricos para caracterizar un sistema de puesta a tierra desde Giao- Sarma que presentó el concepto de que un conductor de un sistema de puesta a tierra se puede dividir en micro-segmentos [3], Dawalibi propuso un método de sumatoria, que trata todos los segmentos como una fuente puntual, y un método integral, que trata todos los segmentos como un elemento de línea [4], Heppe deduce fórmulas para calcular las resistencias propias y las resistencias mutuas de los segmentos conductores lineales [5], mientras que Xianlu Chen propone un método de análisis numérico que utiliza el método de carga de la superficie para calcular los parámetros del sistema de puesta a tierra [6], Meliopoulos y Moharan [7], plantearon que a partir de la ecuación de Laplace la cual rige el comportamiento de las señales electromagnéticas en los sistemas de puesta a tierra por medio de los factores de distribución de tensión (F.D.T.), finalmente ya con el desarrollo de la computación y los avances en la tecnología de análisis numérico para campos electromagnéticos, se utilizaron el método de imágenes complejo [8], método de elementos finitos [9], el método de los cargos extremales [10] y otros métodos de análisis numérico directos han sido ampliamente aplicado en el cálculo de los parámetros del sistema de puesta a tierra.

De igual formam muchos trabajos se han centrado en el análisis de Factor División de la Corriente de Falla [11-19], con diferentes metodologías, desde parametros concentrados [11,12], matrices de impedancia en cascada [13], impedancias equivalente por tramos [14], algoritmos de reducción de ecuaciones [15], ecuación de Carson adoptada por Meliopoulos [16], metodos analiticos y metodos graficos [17] [2], metodos de fase [18], matiz de admitancia generalizada [19], entre otros.

No obstante, los métodos más precisos para determinar la fracción de la corriente total de falla que circulará hacia la tierra y de la resistencia de puesta a tierra de manera efectiva, consisten en emplear soluciones computarizadas basadas en algoritmos, requiriendo una completa recolección de datos y parámetros de la red eléctrica y del sistema de puesta a tierra, por lo tanto para el presente trabajo se utiliza WinIGS [20] que es una herramienta de software especializado para el diseño y análisis de sistemas de potencia multi-fase, con énfasis en el sistema de puesta a tierra y compatibilidad electromagnética, además implementa criterios de seguridad de la IEEE Std-80.

Con el fin de evaluar las necesidades anteriormente expuestas y presentar una metodología de diseño de sistemas de puesta a tierra, este artículo presenta los siguientes tópicos: Estudio de los sistemas de puesta a tierra y tensiones tolerables, metodología de diseño de sistemas de puesta a tierra, introducción al factor de división de corriente de falla (split factor) y resistencia de puesta a tierra, análisis paramétrico del SF, un estudio de la conexión de tierras de una micro-red operando como isla y conectada a la red de

distribución, además de un análisis fasorial de la conexión a tierra del neutro en un generador, y finalmente una metodología de análisis y representación de sistemas de puesta a tierra con sus respectivas conclusiones.

2. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra es el conjunto de todos los elementos conductores equipotenciales de un sistema eléctrico que conecta los equipos eléctricos con el terreno (suelo) o una masa metálica de referencia común sin interrupciones o fusibles, que distribuye las corrientes de falla al suelo o a la masa, comprende electrodos, conexiones y cables. El sistema de puesta a tierra tienes dos objetivos principal mente:

1. Proporcionar los medios para disipar corrientes eléctricas a tierra sin exceder los límites de operación de la red y de los equipos.
2. Asegurar que las personas dentro de la instalación eléctrica y en sus vecindades, no estén expuestas al peligro de las corrientes eléctricas de choque, tensiones de paso, de toque o transferidas. [21]

El sistema de puesta a tierra consta de los bloques puesta a tierra (bajo tierra) y red equipotencial, donde la puesta a tierra corresponde a un conjunto de elementos conductores equipotencialmente conectados, en contacto eléctrico con el terreno, los principales componentes de una puesta a tierra son:

- Electrodos de puesta a tierra.
- Conductores enterrados.
- Conexiones mecánicas o de soldaduras.

Mientras que la red equipotencial corresponde al conjunto de elementos y conductores que no están en contacto con el suelo como son:

- Conductor a tierra.
- Barrajes o conductores equipotenciales.
- Conductores de enlace.
- Puentes de conexión equipotencial.

De acuerdo a la norma colombiana (RETIE) se debe resaltar que el sistema de puesta a tierra tiene como finalidades la seguridad de las personas, la protección de las instalaciones y la compatibilidad electromagnética. Las funciones de un sistema de puesta a tierra son:

- Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos.
- Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas.
- Servir de referencia común al sistema eléctrico.
- Conducir y disipar con suficiente capacidad las corrientes de falla, electrostática y de rayo.
- Transmitir señales de RF en onda media y larga.

- Realizar una conexión de baja resistencia con la tierra y con puntos de referencia de los equipos.

Se debe tener presente que el criterio fundamental para garantizar la seguridad de los seres humanos, es la máxima energía eléctrica que pueden soportar, debida a las tensiones de paso, de contacto o transferidas y no el valor de resistencia de puesta a tierra tomado aisladamente. Sin embargo, un bajo valor de la resistencia de puesta a tierra es siempre deseable para disminuir la máxima elevación de potencial de tierra GPR por sus siglas en inglés (Ground Potential Rise). La máxima tensión de contacto aplicada al ser humano (o a una resistencia equivalente de 1000 Ω), está dada en función del tiempo de despeje de la falla a tierra, de la resistividad del suelo y de la corriente de falla [21].

Para un adecuado diseño de sistemas de puesta a tierra se deberá comprobar mediante un procedimiento de cálculo que los valores máximos de tensiones de paso, contacto y transferidos que puedan estar sometidos los seres humanos, no superen los umbrales de soportabilidad, según norma colombiana el procedimiento básico de diseño de un sistema de puesta a tierra sugerido es el siguiente:

1. Investigar las características del suelo, especialmente la resistividad.
2. Determinar la corriente máxima de falla a tierra, que debe ser entregada por el Operador de Red en media y alta tensión para cada caso particular.
3. Determinar el tiempo máximo de despeje de la falla para efectos de simulación.
4. Investigar el tipo de carga.
5. Cálculo preliminar de la resistencia de puesta a tierra.
6. Cálculo de las tensiones de paso, contacto y transferidas en la instalación.
7. Evaluar el valor de las tensiones de paso, contacto y transferidas calculadas con respecto a la soportabilidad del ser humano.
8. Investigar las posibles tensiones transferidas al exterior, debidas a tuberías, mallas, conductores de neutro, blindaje de cables, circuitos de señalización, además del estudio de las formas de mitigación.
9. Ajustar y corregir el diseño inicial hasta que se cumpla los requerimientos de seguridad.
10. Presentar un diseño definitivo. [21]

Las tensiones por las cuales se puede ver afectado una persona durante una falla en el área de puesta a tierra son:

Tensión de Paso: es la tensión a la cual queda sometida una persona al dar un paso mientras se inyecta corriente en el área que se desplaza, lo que provoca un gradiente de potencial en la superficie del suelo, por lo tanto un cierre de circuito a través del cuerpo debido a los pies, entre puntos a diferente potencial.

Tensión de Contacto: es la tensión que se presenta cuando una persona hace contacto con una superficie metálica conectada a tierra durante una inyección de corriente a tierra, que

se encontrara a la misma elevación de potencial de tierra (GPR), mientras está de pie en un punto del suelo con un potencial menor quedando sometido a una tensión de contacto.

Tensión transferida: son tensiones de contacto que aparecen en puntos apartados del sistema de puesta a tierra, debido a una transferencia de la elevación de potencial de tierra (GPR) a través de un medio conductor, como tuberías metálicas, cables de control, neutros de baja tensión, entre otros.

Estas tensiones son restricciones fundamentales en el diseño de un sistema de puesta a tierra, con el ideal de que a cualquier perturbación no pueda circular por el cuerpo de una persona una corriente capaz de producir fibrilación ventricular, estos valores deben ser evaluados y verificados de forma precisa en el lugar donde se instala el sistema de puesta a tierra con el fin de asegurar valores máximos admitidos.

2.1. Resistividad del Suelo y Resistencia de Puesta a Tierra.

2.1.1. Resistividad del Suelo

El suelo es un material bastante heterogéneo por tal razón su caracterización no es sencilla, varía según su composición y las condiciones del medio, los principales parámetros del comportamiento eléctrico del suelo son:

1. La resistividad ρ (Ω*m) o su inverso la conductividad σ (S/m).
2. La permitividad o constante dieléctrica ε (F/m).
3. La permeabilidad magnética μ (H/m).

Estos parámetros no son constantes ni el espacio o tiempo ni en la frecuencia, sus variaciones depende principalmente de:

1. P, frecuencia, humedad del suelo, sustancias disueltas, y temperatura.
2. ε, frecuencia y humedad del suelo.
3. μ, aproximadamente constante.

Se debe realizar un análisis del suelo en función de la frecuencia ya que las fallas no solo se dan a frecuencia industrial sino a frecuencias de algunos MHz como son las descargas atmosféricas.

La resistividad del suelo se define como la resistencia que hay entre las caras de un cubo de un metro de lado, el cual es llenado con el suelo que se desea analizar, sus unidades son ohm-metro (Ω*m), lo que corresponde a:

$$R = \rho \frac{\mathrm{L}}{\mathrm{A}} \qquad\qquad \rho = \mathrm{R} \frac{\mathrm{A}}{\mathrm{L}}$$

Donde R es la resistencia medida entre las caras del cubo, L la longitud de la muestra, A es el área transversal del cubo, ρ es la resistividad aparente de la muestra de suelo dada la suposición de homogéneo.

La resistividad del suelo varía dependiendo su composición y de algunas condiciones físicas, y efectos climáticos hacen que aunque teniendo un suelo de un solo material existan variaciones de resistividad respecto a la profundidad debido al nivel freático y el grado de compactación del material, los principales factores que determinan la resistividad son:

1. Tipo de suelos.
2. Composición química de las sales disueltas en el agua contenida.
3. Contenido de humedad.
4. Compactación.
5. Estratificación del suelo.
6. La temperatura. [25]

Un concepto importante es la resistividad aparente del suelo que resulta ser un parámetro que se obtiene al realizar medidas de resistividad del terreno por la mayoría de métodos existentes, la resistividad aparente es un indicador de la resistividad del suelo y de la profundidad de penetración de la corriente, proporciona datos de la estructura de la parte superior de la corteza terrestre, en el caso de tener un suelo homogéneo la resistividad verdadera es igual a la resistividad aparente del suelo, el valor de resistividad aparente se puede generalizar con la siguiente fórmula:

$$\rho_a = \mathrm{k} \frac{\Delta U}{\mathrm{I}}$$

Dónde:

- ρ_a, es la resistividad aparente.
- K, coeficiente del arreglo utilizado para medir.
- ΔU, Diferencia de potencial medido.
- I, Corriente inyectad a al suelo.

2.1.1.1. Suelo Homogéneo

Se considera un suelo homogéneo si las mediciones de resistividad aparente no se apartan en un 30% del valor máximo medido [2], Se puede asumir entonces que el valor promedio

de las mediciones es la resistividad del terreno, también se puede se puede aplicar le método Box-Cox, el cual permite calcular un solo valor de resistividad con una probabilidad de 70% [2], la metodología del cálculo se presenta en la norma IEEE std 80 del 2000. [2] A partir de n datos obtenidos de resistividad en campo se aplica el siguiente procedimiento:

1. Se halla el promedio de la resistividad aparente x_ρ
2. Se tabulan los datos de resistividad aparente medida ρ_i
3. En una columna se colocan los logaritmos naturales de cada una de las medidas $X_i = \ln \rho_i$
4. Se halla la resistividad promedio de los logaritmos naturales como:

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} X_i}{n}$$

5. En otra columna se hallan los resultados de $(X_i - \bar{X})^2$
6. Se calcula la desviación estándar S

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{i=n}(X_i - \bar{X})^2}{n}}$$

7. De la distribución normal se toma Z para el 70%: 0,524411
8. Finalmente se halla la resistividad por la siguiente fórmula:

$$\rho = antiln(S * Z + \bar{X})$$

2.1.1.2. Suelo de dos capas horizontales

Cuando no se puede asumir que el suelo es homogéneo, se propone una aproximación más adecuada del suelo real, mediante un modelo de dos capas horizontales homogéneas, una capa superior de profundidad finita y con diferente resistividad que la capa inferior de profundidad infinita, este modelo considera el hecho de que la parte superior del suelo siente la acción de las condiciones atmosféricas, y la capa de abajo es un suelo más estable y homogéneo.

Para cuando se utiliza el método de Wenner un modelo planteado por Thug en 1964 da excelentes resultados donde se relaciona la resistividad medida y los parámetros del suelo a dos capas, la relación esta dad por: [2]

$$\rho(\alpha) = \rho_1 \left[1 + 4\sum_{n=1}^{\infty} \left(\frac{K^n}{\sqrt{1+(2nh/a)^2}} - \frac{K^n}{\sqrt{4+(2nh/a)^2}}\right)\right]$$

$$K = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_2 + \rho_1}$$

Donde k es denominado el factor de reflexión entre las dos capas de suelo.

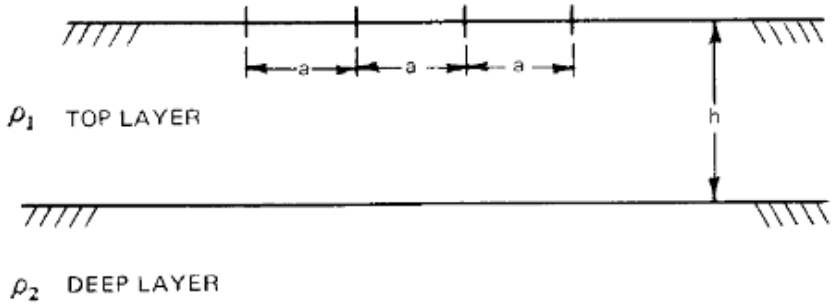


Figura 1. Suelo de dos capas. [2]

También se puede utilizar un método de aproximación grafico de Sunde [2], este método toma valores de resistividad medidos utilizando la configuración Wenner. Los valores de los parámetros ρ1 y ρ2 son obtenidos de la inspección de la curva de resistividad medida, y la profundidad h de la capa superior es determinada por el método gráfico, el procedimiento Sunde consiste en:

1. Trazar la gráfica ρ_a vs. a, con los datos obtenidos en la medición.
2. Estimar, por inspección de la gráfica ρa vs. a, los valores de los parámetros ρ1 y ρ2.
3. Determinar la relación ρ2/ρ1 y seleccionar la correspondiente curva de la gráfica de Sunde o interpolar y dibujar curva en la gráfica.
4. Seleccionar el valor k en el eje ρa/ρ1, correspondiente al cambio de concavidad de la curva seleccionada en 3.
5. Obtener el valor correspondiente de a/h.
6. Obtener ρa del valor k seleccionada en 4 (ρa=k·ρ1) y determinar el valor de a de la curva ρa vs. a.
7. Determinar el valor de h de la relación a/h.

Existe la posibilidad de adoptar otro tipo de modelos con más de dos capas o capas no horizontales, lo que plantea evaluar la distribución de corriente y de potenciales en medios mucho más complejos, los fundamentos para evaluar este tipo de suelos están basados en segmentación y teoría de imágenes, el cálculo de este tipo de modelos es complejo y exigente computacionalmente, por tal razón una aproximación adecuada es utilizar el modelo de dos capas, que presenta suficiente información del suelo, para fines eléctricos de puestas a tierra reducidos como los utilizados en trasformadores de distribución tipo poste.

2.1.2. Resistencia De Puesta A Tierra

Si se analiza un simple electrodo de puesta a tierra como se muestra en la Figura 2, su resistencia está constituida por tres factores principalmente:

1. La resistencia del propio electrodo compuesta por el metal que lo compone y de las conexiones con el sistema eléctrico.
2. La resistencia del contacto del electrodo con la tierra.
3. La resistencia del suelo, desde la superficie del electrodo hacia afuera, hasta la tierra remota que se toma como una sección alejada donde la inyección de corriente no manifiesta ningún efecto.

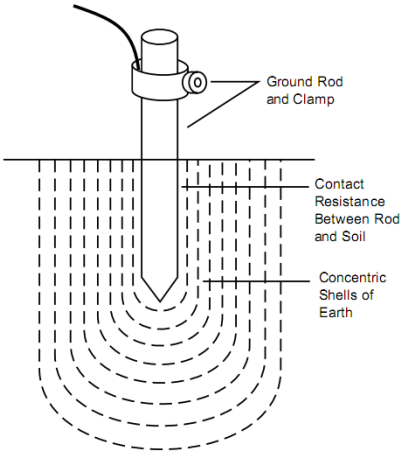


Figura 2. Electrodo simple de puesta a tierra.

Las dos primeras presentan valores mucho más bajos que la componente del suelo, debido a los materiales con los que se fabrica el electrodo que son de muy baja resistencia, del contacto entre el electrodo y la tierra esté libre de pintura o grasa, y que el electrodo este firmemente enterrado, por tal razón la resistencia del sistema de puesta a tierra está constituido principalmente por la resistencia del suelo circundante al electrodo.
Diferentes autores han desarrollado expresiones analíticas para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra para diferentes configuraciones geométricas del sistema de puesta a tierra y modelos del suelo, con el fin de facilitar y evaluar el comportamiento del sistema.

2.1.3. Seguridad Humana y Tensiones Tolerables

Para establecer el funcionamiento adecuado de un sistema de puesta a tierra el criterio fundamental es garantizar condiciones seguras del personal que labore o esté presente en cercanías del sistema cuando una falla a tierra aparezca. Por tal razón se requiere conocer los efectos de una corriente sobre el cuerpo humano, ya que es imposible garantizar que no fluya una corriente sobre el ser humano en alguna condición de falla o de operación

normal de la red eléctrica, por lo tanto se deben establecer algunos límites tolerables de este tipo de corrientes sobre el ser humano.

Existen muchos estudios de carácter probabilísticos para determinar los limites razonablemente seguros de corrientes sobre el ser humano, uno de ellos fue realizado durante 30 años por Dalziel quien estudió los efectos de la corriente en el cuerpo humano, y propuso una sencilla ecuación que permite evaluar el umbral de corriente con riesgo de fibrilación ventricular, el cual es un efecto con una probabilidad alta de ser mortal. Está ecuación es la referencia en la norma IEEE 80 std 2013, RETIE y muchas normas a nivel mundial para establecer las tensiones y corrientes permisibles, la ecuación propuesta es: [2] [21]

$$I_f = \frac{k}{\sqrt{t_s}}$$

Y donde:
t_s es la duración de la corriente,
I_f es la corriente máxima sin riesgo de fibrilación ventricular,
k es igual a 0,116 para una persona con masa de 50 Kg y 0,157 para una masa de 70 Kg.

Esta fórmula permite establecer las tensiones permisibles, que por causa de gradientes de potencial en la superficie del suelo durante la disipación de una corriente de falla pueda ser sometido un ser humano, con el fin de ser la restricción fundamental de un sistema de puesta a tierra en su diseño y funcionamiento. Esta ecuación es utilizada en fallas que tienen una duración desde los 30 milisegundos hasta unos 3 segundos.

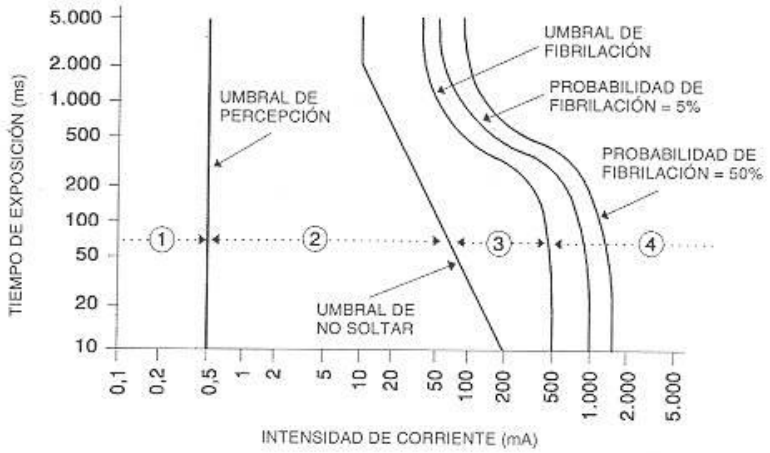


Figura 3. Umbrales de fibrilación de ventricular. [26]

Según norma para efectos del diseño de una puesta a tierra de subestaciones se deben calcular las tensiones máximas admisibles de paso, de contacto y transferidas, las cuales

deben tomar como base una resistencia del cuerpo de 1000 Ω y cada pie como una placa de 200 cm^2 aplicando una fuerza de 250 N. [2] Pará el cálculo las tensiones tolerables cabe resaltar que estas dependerán en gran medida de la duración de la falla permitida por el sistema de protección y la corriente máxima de la falla a tierra, además de aspectos como la impedancia del cuerpo humano y la resistividad del suelo, la ecuación utilizada para el cálculo de la tensión de voltaje tolerable resulta de la ecuación de máxima corriente de fibrilación y de un circuito equivalente entre el suelo y el cuerpo humano dependiendo la disposición de este durante la falla. [2]

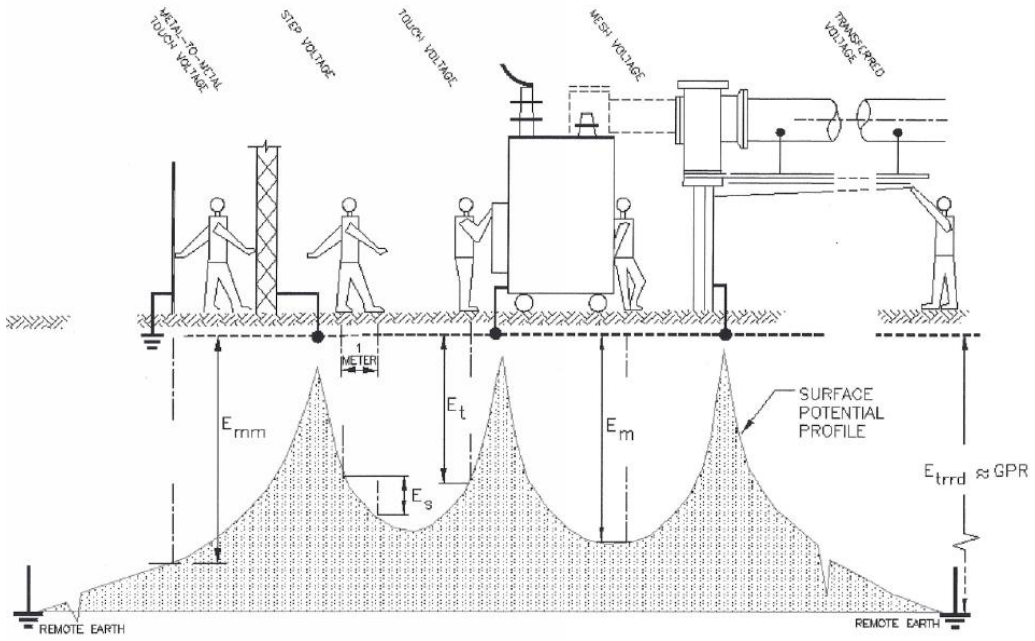


Figura
Figura 4. Tensión de paso, contacto y transferida. [2]

$$V_{tolerable} = \left(R_{equivalente} + R_{cuerpo}\right) * \frac{0{,}116}{\sqrt{t_s}}$$

Como se observa en la Figura 4, la tensión de paso y de contacto presenta una disposición del cuerpo diferente, en la tensión de paso la postura de los dos pies tienen contacto con el suelo a diferente potencial, mientras que en la tensión de contacto la diferencia de potencial se presenta entre el bazo y los pies, por tal razón se utilizan la siguientes formulas, para el cálculo de las tensiones tolerables de paso y contacto (toque).

$$V_{toque\ tolerable} = (1{,}5 * \rho + 1000) * \frac{0{,}116}{\sqrt{t_s}}$$

$$V_{paso\ tolerable} = (6 * \rho + 1000)\frac{0{,}116}{\sqrt{t_s}}$$

Estas dos ecuaciones se utilizan para una persona con un peso de 50 Kg y ρ es la resistividad del terreno donde se ubica la instalación del sistema de puesta a tierra. [2]

2.2. Diseño Del Sistema De Puesta A Tierra Según IEEE 80 2013

La IEEE 80 es un estándar y una guía para la seguridad de las puestas a tierra en subestaciones AC, donde se especifican los criterios de diseño de los sistemas de puesta a tierra de subestaciones al aire libre para distribución, transmisión y generación de energía eléctrica. Esta metodología de diseño dela norma IEEE-80, comprende mallas simétricas (cuadradas, rectangulares o en forma de ele). [2]

Para un adecuado diseño de sistemas de puesta a tierra se deberá comprobar mediante un procedimiento de cálculo que los valores máximos de tensiones de paso, contacto y transferidos que puedan estar sometidos los seres humanos, no superen los umbrales de soportabilidad, según norma IEEE 80 y la norma colombiana el procedimiento básico de diseño de un sistema de puesta a tierra sugerido es el siguiente:

1. Investigar las características del suelo, especialmente la resistividad y el área cubierta por la malla.

2. Determinar la sección transversal del conductor a partir de la corriente máxima de falla a tierra y el tiempo máximo de despeje de la falla, que debe ser entregada por el Operador de Red en media y alta tensión para cada caso particular.

3. Calculo de las tensiones tolerables de paso y contacto por el ser humano de acuerdo a las características propias del suelo donde se ubicara la malla y los criterios de diseño.

4. Calculo de un Diseño inicial: Se debe realizar un diseño preliminar que incluya un conductor perimetral que cubra el área total y una grilla de conductores que permita una fácil conexión de los equipos a la malla de puesta a tierra. El espaciamiento de los conductores y la localización de las varillas se basa en la corriente I_G y en área total a ser cubierta.

5. Cálculo inicial de la resistencia de puesta a tierra.

6. Calcular la máxima Elevación de Potencial del Sistema (GPR). Si el GPR del diseño preliminar es menor que la tensión de contacto tolerable no es necesario continuar con el análisis y se termina el proceso de diseño.

7. Cálculo de las tensiones de paso, contacto y transferidas en la instalación.

8. Evaluar el valor de las tensiones de paso, contacto y transferidas con respecto a la soportabilidad del ser humano.

9. Ajustar y corregir el diseño inicial hasta que se cumpla los requerimientos de seguridad.

10. Presentar un diseño definitivo.

En la Figura 5, se especifica el algoritmo para el diseño de la subestación según la IEEE80.

El primer paso especifica tener mediciones de la resistividad del terreno y de la dimensión del sitio donde se va a ubicar el sistema de puesta a tierra (malla).

Luego se procede a calcular la sección transversal del conductor con las siguientes formulas

$$A_{mm^2} = I_f \frac{1}{\sqrt{(\frac{TCAP * 10^{-4}}{t_c * \alpha_r * \rho_r})\ln(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a})}}$$

En donde:

A_{mm^2} = Área del conductor [mm^2]

I_f = Corriente de falla [kA rms]

T_m = Temperatura máxima [°C]

T_a = Temperatura ambiente [°C]

T_r = Temperatura de referencia para las constantes de materiales [ºC]

t_c = Tiempo de despeje de la falla [s]

α_r = Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia.

ρ_r = Resistividad del conductor a la temperatura de referencia [$\mu\Omega/cm^3$]

$K_0 = (1/\alpha_r)-T_r$

TCAP = Factor de capacidad térmica [$J/cm_3/C$]

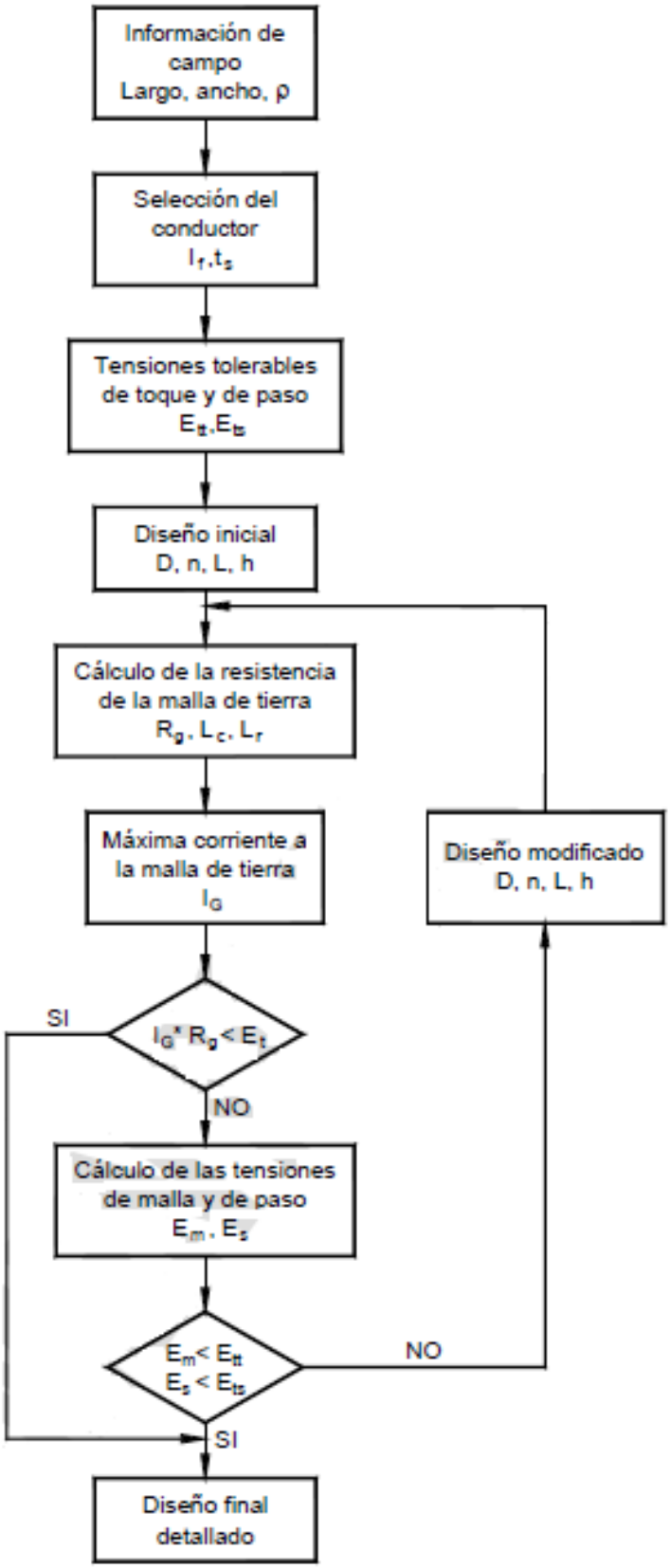


Figura 5. Diseño IEEE 80 [2]

La temperatura máxima generalmente se fija por el tipo de empalme utilizado y es de 250 °C para uniones a compresión y de 450 °C para uniones soldadas. En este caso se utilizara uniones soldadas, la temperatura ambiente es de 40 °C, además el resto de coeficientes se pueden determinar en la Tabla 1.

Descripción	Conductividad (%)	Factor α_r @ 20 ºC	K (1/α_0) @ 0 ºC	Temperatura de Fusión (ºC)	ρ_r @ 20 ºC (µΩ/cm)	Factor TCAP (J/cm³/ºC)
Cobre Blando	100	0,00393	234	1083	1,7241	3,422
Cobre Duro	97	0,00381	242	1084	1,7774	3,422

Tabla 1. Valores cálculo de sección trasversal mínima.

Ahora se procede a calcular las tensiones tolerables de paso y contacto para un ser humano que dependen de la duración de la falla, de las características del terreno (si se utiliza una capa superficial de gravilla o material con resistividad muy alta) y del peso de la persona, por lo tanto para una persona con un peso de 50 kg se tiene que:

$$V_{toque\ tolerable} = (1{,}5 * \rho_s * C_s + 1000) * \frac{0{,}116}{\sqrt{t_s}}$$

$$V_{paso\ tolerable} = (6 * \rho_s * C_s + 1000)\frac{0{,}116}{\sqrt{t_s}}$$

Mientras que para una persona con un peso de 70 kg:

$$V_{toque\ tolerable} = (1{,}5 * \rho_s * C_s + 1000) * \frac{0{,}157}{\sqrt{t_s}}$$

$$V_{paso\ tolerable} = (6 * \rho_s * C_s + 1000)\frac{0{,}157}{\sqrt{t_s}}$$

En donde:

C_s = Coeficiente de reducción

ρ_s = Resistividad de la capa superficial [Ω·m]

t_s = Tiempo de despeje de la falla [s]

Donde el coeficiente de reducción es:

$$C_s = 1 - \frac{0.09\left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0.09}$$

En donde

h_s = Espesor de la capa superficial [m]

ρ_s = Resistividad de la capa superficial [Ω·m]

ρ = Resistividad del suelo [Ω·m]

El siguiente paso es calcular la resistencia de puesta a tierra de la malla que depende principalmente de la resistividad del terreno, la longitud del conductor enterrado y el área ocupada por la malla con la siguiente formula:

$$R_g = \rho * \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$$

En donde

Rg = Resistencia de puesta a tierra de la malla [Ω]

ρ = Resistividad del terreno [Ω·m]

A = Área ocupada por la malla [m2]

L = Longitud total de conductor enterrado [m]

h = La profundidad de la malla [m].

Cálculo de la corriente inyectada a la malla

En el cálculo de la corriente inyectada a la malla debe tenerse en cuenta la porción de la corriente de falla que circula por la malla, el efecto de la asimetría en la forma de onda de la corriente de falla y el incremento del valor de ésta con el crecimiento del sistema. Por lo tanto, la corriente finalmente inyectada a la malla se calcula a partir de la siguiente ecuación:

$$I_G = C_p * D_f * S_f * I_f$$

En donde:

I_G = Máxima corriente inyectada a la malla [A].

C_p = Factor de proyección del crecimiento. Tiene en cuenta el incremento relativo de las corrientes de falla durante la vida de la malla; para un sistema con un crecimiento futuro cero, Cp = 1

D_f = Factor de decremento para la duración total de la falla (tf). Tiene en cuenta los efectos de la asimetría en la forma de onda de la corriente de falla.

S_f = Factor de división de corriente que relaciona la magnitud de la corriente falla con la porción de esta corriente que fluye entre la malla y la tierra remota.

I_f = Corriente de falla a tierra simétrica [A rms]

Cuando por la malla circula una corriente, ésta produce una elevación del potencial de la malla con respecto a un punto remoto. La máxima elevación conocida como GPR por su sigla en inglés (Ground Potential Rise), se obtiene del producto de la corriente máxima que fluirá por la malla y la resistencia de puesta a tierra de la misma, así:

$$GPR = I_G * R_g$$

Luego se procede a calcular la tensión de malla (toque) y la tensión de paso que resultan de las siguientes formulas:

$$E_m = \frac{\rho * K_m * K_i * I}{L_m}$$

$$E_p = \frac{\rho * K_s * K_i * I}{L_s}$$

La tensión de malla se obtiene como el producto de la resistividad del suelo (ρ), un factor geométrico (Km) y un factor de corrección por irregularidad (Ki), además se tiene en cuenta el incremento de la densidad de corriente en los extremos de la malla y la densidad promedio de corriente por unidad del conductor enterrado (I_g / L).

K_m factor geométrico es:

$$Km = \frac{1}{2\pi}\left[\ln\left(\left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} + \frac{h}{4d}\right) + \frac{K_{ii}}{K_h}\ ln\frac{8}{\pi(2n-1)}\right]\right.$$

Kii es un factor de electrodos de puesta a tierra contra varillas en las esquinas de la malla, es igual 1 para mallas con varillas a lo largo del perímetro, o en las esquinas, o conjuntamente a lo largo del perímetro y dispersadas en el área de la malla.

$Kii = \frac{1}{(2n)^{2/n}}$, para mallas sin varillas o con unas pocas, ninguna localizada en las esquinas o en el perímetro.

K_h es un factor de enterramiento que depende de:

$$Kh\ = \sqrt{1\ +\ h}$$

K_i el factor de irregularidad es:

$$Ki = 0{,}644 + 0{,}148 * n$$

Además se sabe que:

d= Diámetro del conductor de la malla [m]

D = Distancia entre conductores paralelos [m]

h = Profundidad de los conductores de la malla [m]

n = Número de conductores paralelos

$$n = na\ nb\ nc\ nd$$

$$n_a = \frac{2 * L_c}{L_p}$$

Para mallas cuadriculas y rectangulares, n_b, n_c, y n_d son 1.

De otra forma:

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}}$$

$$n_c = \left[\frac{L_x * L_y}{A}\right]^{\frac{0{,}7*A}{L_x*L_y}}$$

$$n_a = \frac{D_m}{\sqrt{{L_x}^2 + {L_y}^2}}$$

En donde:

L_c = es la longitud total de conductor en metros en la malla horizontal.

L_p = es la longitud en metros del perímetro de la malla.

A = es el área de la malla en metros cuadrados.

L_x = es la máxima longitud de la malla en la dirección x.

L_y = es la máxima longitud de la malla en la dirección y.

D_m = es la máxima distancia entre dos puntos cualesquiera de la malla.

Para mallas sin varillas o mallas con algunas pocas varillas distribuidas a través de la malla, pero no localizadas en las esquinas o a lo largo del perímetro de la malla, la longitud L_M es

$$L_m = L_C + L_R$$

En donde L_R = es la longitud total de todas las varillas.

Para mallas con varillas en las esquinas así como a lo largo del perímetro y dispersas a través de la malla la longitud L_m es:

$$L_m = L_C + \left[1{,}55 + 1{,}22\left(\frac{L_r}{\sqrt{{L_x}^2 + {L_y}^2}}\right)\right] L_R$$

En donde L_r = es la longitud de cada varilla en metros.

Mientras que de la tensión de paso se obtiene como el producto de la resistividad del suelo (ρ), un factor geométrico (Ks), un factor de corrección (Ki) el cual tiene en cuenta el incremento de la densidad de corriente en los extremos de la malla y la densidad promedio de corriente por unidad del conductor enterrado (I_G / L).

En donde para profundidades de0,25 y 2,5 m y una malla con varillas se tiene que:

$$K_s = \frac{1}{\pi}\left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D}\left(1 - 0{,}5^{n-2}\right)\right]$$

$$L_s = 0{,}75\, L_C + 0{,}85 L_R$$

Por ultimo se comparan los valores de la tensión de paso y contacto claculado con als tensiones tolerables por el ser humano con el fin de evaluar la seguridad del sistema d epeusta a tierra, en caso que las tensiones no sean menores que la tolerables se procede a rediseñar el sistema hasta cumplir con estos requisitos.

Dicha metodología tiene bastantes aspectos a tener en cuenta dentro del diseño de un sistema de puesta a tierra que serán analizados en este documento desde el punto de vista de representación y análisis computacional, como puede ser el cálculo de la máxima corriente de la malla de puesta a tierra que supone un análisis del SF, del esquema de conexión de tierras del sistema y del tipo de conexión a tierra del neutro de los generadores (o transformadores), además del cálculo de la resistencia de puesta a tierra (que depende de modelo de suelo utilizado y la configuración geométrica).

2.3. Tipos de Falla a Tierra en Subestación.

En un sistema de potencia pueden ocurrir diferentes tipos de falla. Desafortunadamente, puede ser difícil determinar qué tipo de falla y que ubicación de la misma tendrá el flujo más grande de corriente entre malla de tierra y la tierra remota, debido a que no se aplica una regla específica para cada caso.

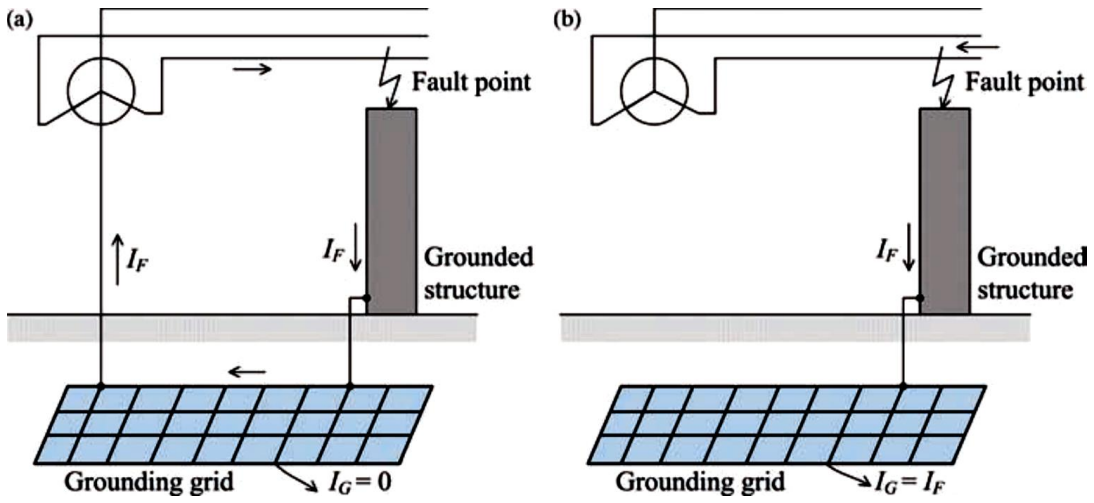
Sin embargo, las fallas a tierra de una subestación o una central de generación e pueden dividir en cuatro tipos, como se muestra en la Figura 6 :

1. Tipo 1. Falla local en subestación: sólo el neutro de la subestación está conectado a tierra y la corriente de fallo fluye desde el punto de fallo a través del camino metálico compuesto de la red de puesta a tierra. No hay corriente que fluye hacia la tierra.

2. Tipo 2. Falla local en Subestación: el neutro está solamente conectado a tierra de forma remota y toda la corriente de falla fluye desde el punto de falla a través de la malla de puesta a tierra de la subestación en la tierra.

3. Tipo 3. Falla local en Subestación: cuando el sistema de alimentación está conectado a tierra dentro y fuera de la subestación para formar un sistema de múltiples puntos de conexión a tierra, la corriente de falla a través de la malla de puesta a tierra de la subestación vuelve al neutro de la subestación, así como a través la tierra vuelve al neutro remoto. Siendo esta parte de la corriente de falla la que genera una peligrosa elevación de potencial de tierra (GPR).

4. Tipo 4. Falla en línea de transmisión fuera de la subestación: cuando el sistema de alimentación está conectado a tierra dentro y fuera de la subestación para formar un sistema de múltiples puntos de conexión a tierra, la corriente de falla retorna a la malla de puesta a tierra de la subestación desde la tierra dependiendo de la derivación de los dispositivos de puesta a tierra remotas.



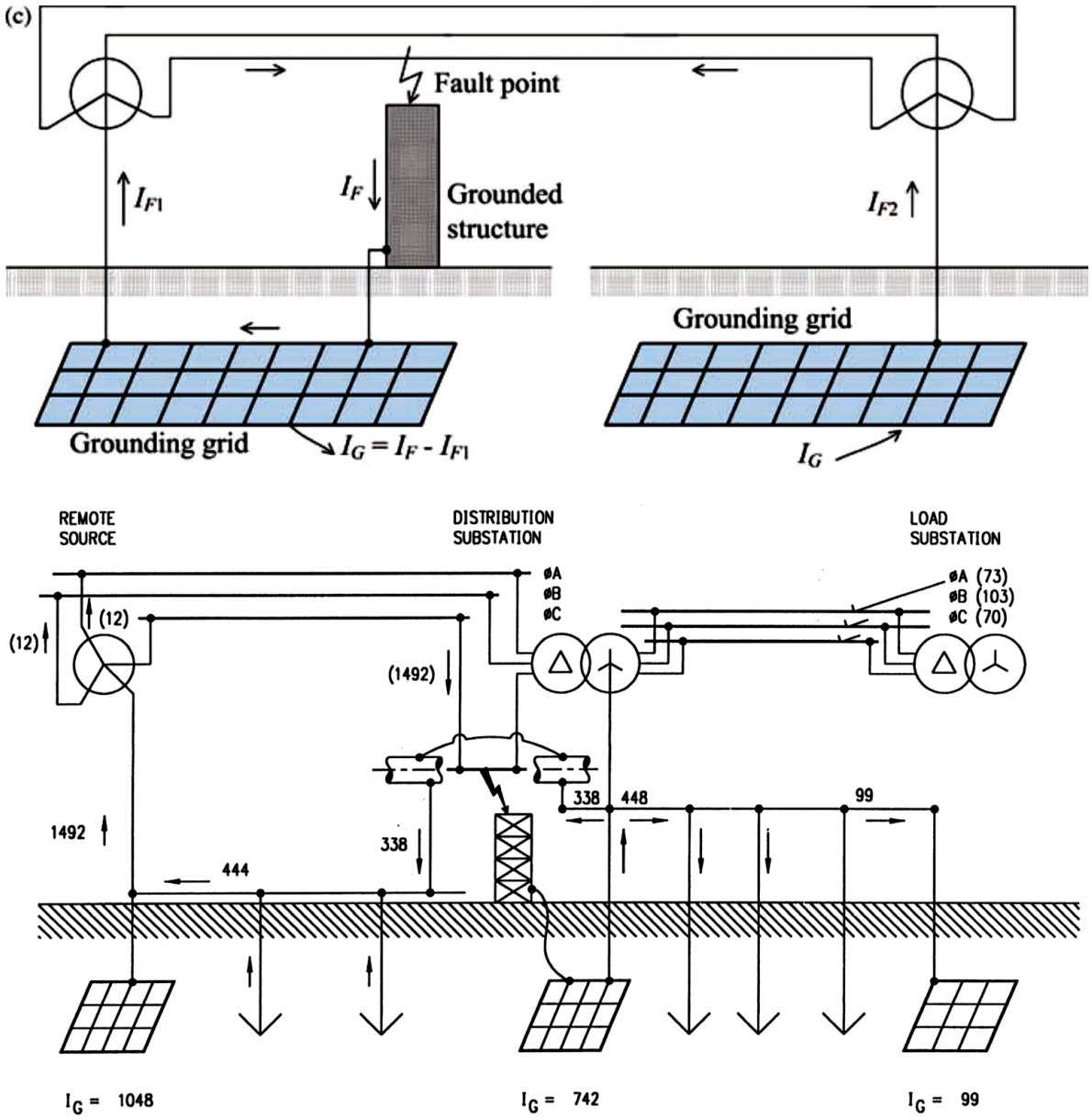


Figura 6. Tipos de Falla en una Subestación.[2]

Además al determinar los tipos de falla aplicables, se debe considerar la probabilidad de que ocurrencia de la falla, es decir, no es necesario considerar múltiples fallas simultáneas, aunque puedan resultar en corrientes de falla a tierra muy altas, si la probabilidad que de ocurrencia es despreciable o casi nula.

Normalmente en un sistema de potencia, el tipo de falla más grave generalmente desencadena al caso con la máxima corriente de malla de puesta a tierra I_G. Debido a que, la corriente es proporcional a la secuencia cero o a la corriente de falla a tierra y al factor de división de corriente. Sin embargo, la división de la corriente es casi independiente del

tipo de falla que ocurra, además el peor tipo de falla se puede definir como la falla que resulta de una gran corriente de secuencia cero I_0 o corriente de falla a tierra $3I_0$ fluyendo hacia la tierra remota desde la malla de puesta a tierra.

En un lugar específico, si la impedancia de secuencia positiva, negativa, y cero del punto de falla Z_1, Z_2 yZ_0respectivamente cumplen con que $Z_1 * Z_0 > {Z_2}^2$, entonces la falla simple de línea a tierra será la peor. Pero si se cumple que $Z_1 * Z_0 < {Z_2}^2$ la falla línea a línea a tierra será la peor falla. Bajo condiciones normales donde Z_2 se asume igual a Z_1, las condiciones antes mencionadas se reducen a $Z_0 > Z_1$ para una falla de línea a tierra como la peor, y $Z_0 < Z_1$ para una falla línea a línea a tierra siendo la peor.

La ubicación de la falla también involucra muchas consideraciones, algunos escenarios pueden ser los siguientes:

1. La subestaciones de distribución con el transformador aterrizado solo en el lado de distribución, I_G comúnmente ocurre de una falla a tierra en los terminales del lado de alta del transformador. Sin embargo, también puede ocurrir que si la fuente de corriente de falla a tierra es débil en el lado de alta o si existe la operación en paralelo de varios transformadores resultan en una gran fuente de corriente de falla a tierra en el lado de baja, se puede dar una corriente máxima de malla para una falla a tierra en algún lugar del circuito de distribución.
2. Para una falla a tierra que aparecen en el lado de baja tensión del secundario del transformador con el neutro aterrizado, el transformador sólo permitirá la corriente de fallo fluya a través de los conductores de puesta a tierra de la malla, sin corriente de fuga que fluye en el suelo. Por lo tanto, la corriente de falla no tiene ninguna contribución a la elevación del potencial de tierra (GPR).
3. Si el fallo a tierra se lleva a cabo en una ubicación remota de un alimentador de distribución fuera de la subestación local, la mayoría de la corriente de fallo volverá a la fuente del fallo a través de la malla de puesta a tierra de la subestación y el neutro del transformador; por lo tanto habrá una elevación de potencial de tierra (GPR) en la subestación.

En una subestación de transmisión con un transformador con tres devanados o con un transformador con ajuste automático, el caso se vuelve más complicado. I_G puede ser causado por culpa del transformador ya sea en el lado de alta o de baja tensión, y por lo tanto los dos casos se deben comprobar. Para cada caso, se puede suponer que el fallo está en el terminal del transformador dentro de la subestación. Por el contrario, si el transformador tiene una contribución dominante a la corriente de la malla de puesta a tierra, entonces la ubicación de la falla más grave puede estar en la línea de transmisión fuera de la subestación.

2.4. Factor de División de Corriente de Falla (Split Factor)

Cuando en un sistema de potencia sucede una falla, se presenta una corriente que fluye desde la puesta a tierra (malla, electrodos, placas, conductores, etc, enterrados o en contacto con el suelo) hacia la tierra remota, que puede fluir desde la puesta a tierra hacia tierra remota o viceversa dependiendo del tipo y ubicación de la falla, siendo esta corriente un parámetro muy importante que debe ser examinado plenamente en el diseño de un sistema de puesta a tierra, conocida como la corriente máxima de falla en la puesta a tierra $I_{G.}$, que genera la máxima elevación de potencial de tierra GPR por sus siglas en inglés (Ground Potential Rise), y por lo tanto las tensiones de contacto y de paso más graves, siendo esto una de las situaciones más peligrosa dentro de un sistema eléctrico.

Cuando suceden las fallas a tierra, la tierra se utiliza como trayectoria de retorno de la corriente de falla al neutro del sistema. Sin embargo, sólo una parte de la corriente total de la falla fluye por medio de la puesta a tierra. La máxima corriente de falla de puesta a tierra, esta definida como:

$$I_G = D_f * I_g$$

Donde D_f corresponde al factor de decremento de la falla durante t_f; I_g es el valor rms de la corriente de malla en Amperios.

Además I_g es una porción de la corriente de falla a tierra simétrica que fluye a la tierra remota desde la mallla de puesta a tierra, que puede ser represnetada por:

$$I_g = S_f * I_f$$

Donde I_f es el valor rms de la corriente de falla a tierra simétrica en Amperios y S_f es el factor de división de corriente de falla, que “es un factor que representa la inversa de una relación entre la corriente de falla simétrica con aquella parte de la corriente que fluye entre la puesta a tierra y la tierra remota” [2].

En términos general, el proceso de cálculo de SF consiste en derivar una representación equivalente de los conductores de guarda, neutros extendidos, y demás elementos conductores conectados al sistema de puesta tierra, a partir de la cual se resuelve los circuitos de división de corriente, determinando que fracción de corriente circula entre la puesta a tierra y tierra remota, y cual circulará a través de los conductores de guarda, neutros y demás sistemas de puesta a tierra que pueda servir de enlace de retorno a tierra como se muestra en la Figura 7, por lo tanto SF dependen de los siguientes factores:

a) Localización de la falla.

b) Magnitud de la resistencia del sistema de puesta a tierra de la subestación.

c) Cables y tubos enterrados en las vecindades de la subestación o directamente conectados al sistema de puesta a tierra.

d) Cables de guarda, neutros u otras trayectorias de retorno por tierra.

e) Líneas de transmisión que entran y alimentadores que salen de la subestación; cantidad, número de cables de guarda y la impedancia de cada uno; cantidad y resistencia de puestas a tierra de las bases de las torres; longitud de líneas de transmisión y alimentadores; material y calibre de cables de guarda y neutros.

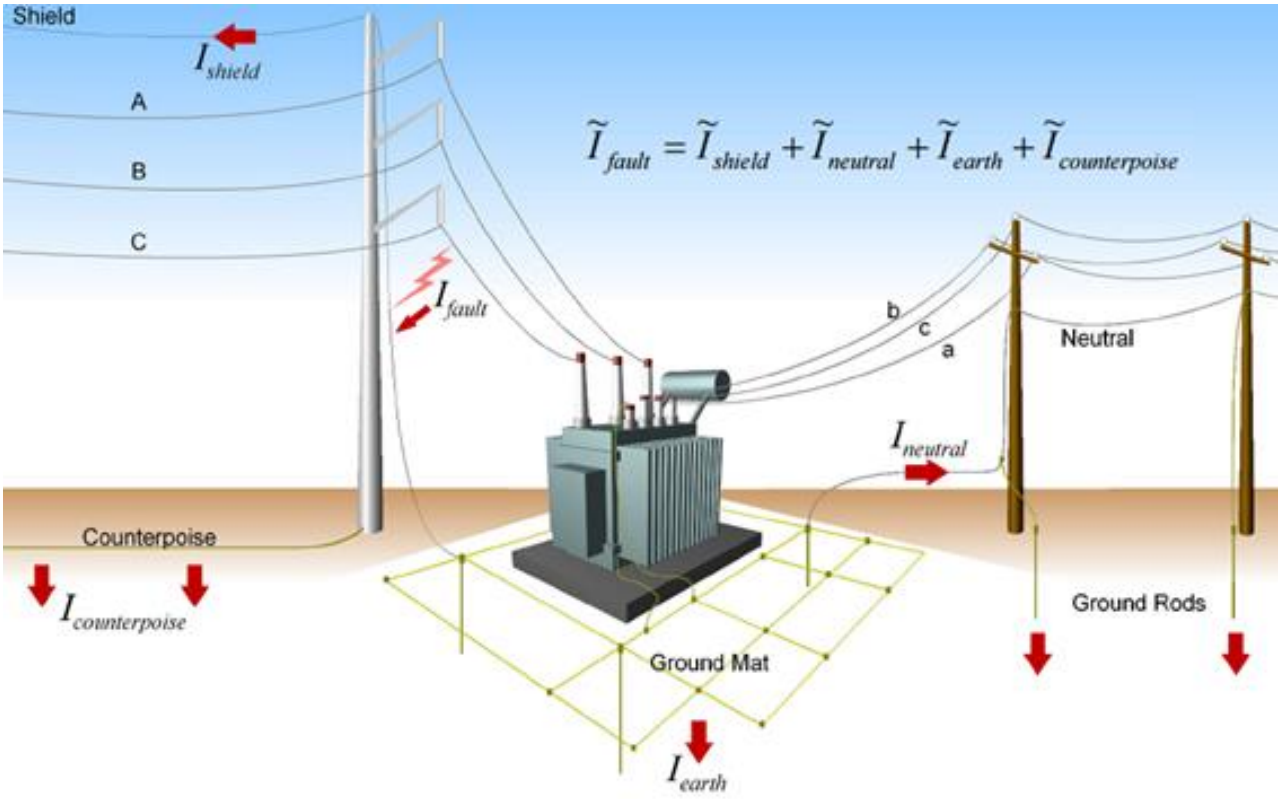


Figura 7. **División de Corriente de Falla. [22]**

La idea básica es representar los componentes de la red eléctrica por medio de algún tipo de modelo, luego, constituir una red con estos modelos y, finalmente, obtener la solución de análisis circuital de todo el sistema. A continuación se muestra un método sencillo planteado [27] para obtener el Split Factor.

2.4.1. Factor de División de Corriente Dentro de una Subestación

Cuando un cortocircuito se produce dentro de una subestación, tal como se muestra en la Figura 8, en la corriente cortocircuito de tierra total I_F , el componente I_S fluye directamente a través de la malla de puesta a tierra (no a través del suelo o hacia tierra remota) de nuevo al neutro del transformador en la subestación . El componente I_{B1} fluye de nuevo al neutro del transformador a través del cable de guarda y de los dispositivos de puesta a tierra de las la torres de transmisión, y sólo la parte residual de la corriente I_G fluye de nuevo al neutro del transformador a través del suelo. I_G se llama a la corriente de la malla de puesta a tierra que fluye en el suelo a través de la malla de puesta a tierra, y se puede calcular utilizando la siguiente ecuación:

$$I_G = (I_F - I_S)\left(1 - K_{f1}\right)$$

Donde $K_{f1} = I_{B1}/((I_F - I_S) = I_{B1}/I_T$ es el factor de divisón de corriente de los cables de guarda y los dispositivos de puesta a tierra de las torres.

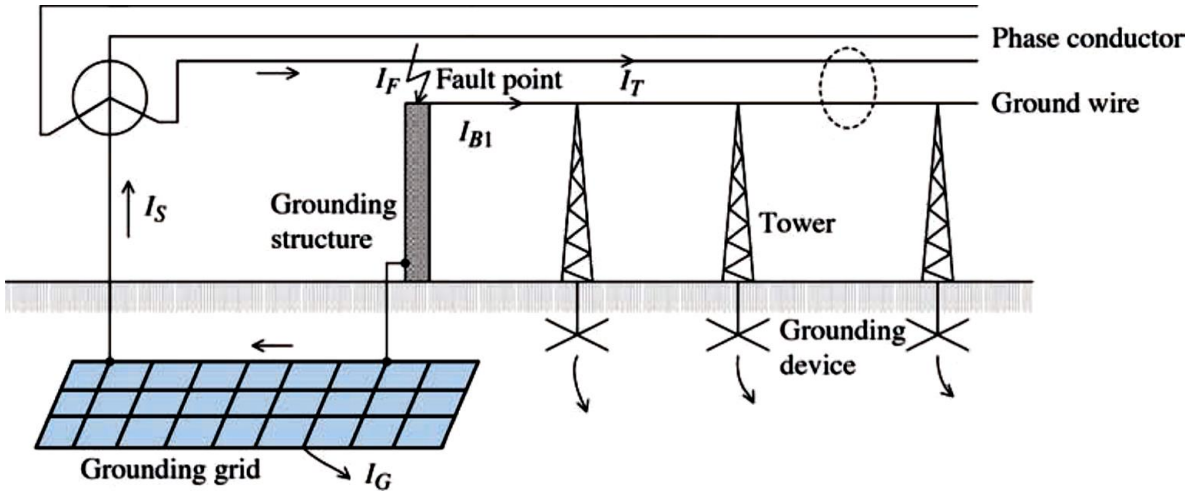


Figura 8. Diagrama de la división de corriente por falla dentro de una subestación.[27]

Además el análisis muestra que el factor de división de corriente de falla puede calcularse por:

$$K_{f1} = \frac{e^{\beta s} - e^{-\beta s}}{e^{\beta(s+1)} - e^{-\beta(s+1)}}\left(1 - \frac{Z_{M0}}{Z_{G0}}\right) + \frac{Z_{M0}}{Z_{G0}}$$

Donde Z_{G0} la resistencia propia secuencia cero de cables de guarda entre dos torres y se puede calcular mediante la siguiente ecuación:

$$Z_{G0} = 3\,r_d/n + 0{,}15 + j0{,}189\ \ln\left(D_g/\sqrt[n]{a_m D^{n-1}}\right)\quad (\Omega/km)$$

Donde r_d es la resistencia de la línea de fase por unidad de longitud en (Ω/km), n es el número de conductores separados en cada línea de fase, a_m es el radio del conductor equivalente, D_g es la distancia entre el cable de guarda y su espejo equivalente y D es la distancia media geométrica entre dos conductores separados (que es igual a n veces la evolución del producto de las distancias entre n conductores separados).

Z_{M0} es la inductancia mutua de secuencia cero de los cables de guarda entre dos torres:

$$Z_{M0} = 0{,}15 + j0{,}189 \ln\left(D_g/D_{bx}\right)$$

Donde D_{bx} es la distancia media geométrica entre la línea de fase y el cable de guarda o línea de neutro.

Además β se puede calcular por:

$$\alpha = \pm 2sh^{-1}\left(\sqrt{b}/2\right) = \pm\beta$$

$$b = \frac{Z_{G0}}{3R_T}$$

Donde R_T es la resistencia de puesta a tierra de los cimientos de las torres de transmisión.

Cuando hay un gran cantidad de torres, es decir s> 5, la ecuación 5.16 se puede simplificar como:

$$K_{f1} \approx e^{\beta}\left(1 - \frac{Z_{M0}}{Z_{G0}}\right) + \frac{Z_{M0}}{Z_{G0}}$$

$$e^{\beta} = \frac{1 - \sqrt{b/(4+b)}}{1 + \sqrt{b/(4+b)}}$$

Generalmente, la resistencia de puesta a tierra de la base de la torre R_T es mucho mayor que la resistencia de puesta a tierra de la subestación R. Bajo la suposición de que R_T=0, la ecuación 5.16 se puede simplificar adicionalmente como:

$$K_{f1} \approx \frac{Z_{M0}}{Z_{G0}}$$

Obviamente, el resultado calculado por la ecuación anterior tiende hacia el lado más seguro.

Entonces, el factor de división de corriente de falla de la puesta a tierra de la subestación será:

$$S_G = \ (1 - I_S/I_F)\left(1 - K_{f1}\right)$$

2.4.2. Factor de División de Corriente Fuera de una Subestación

Cuando un cortocircuito a tierra se produce fuera de una subestación local, tal como se muestra en la Figura 9, para la corriente de corto-circuito de tierra total I_F, I_S es la parte que fluye de nuevo al neutro del transformador, la componente de I_{B1} de I_S fluye de vuelta a través del cable de guarda conectado con la malla de puesta a tierra y el componente I_G fluye de vuelta a través de la malla de puesta a tierra. Por lo tanto I_G puede calcularse por:

$$I_G = \ (I_S)\left(1 - K_{f2}\right)$$

Donde K_{f2} es el factor de divisón de corriente de los cables de guarda.

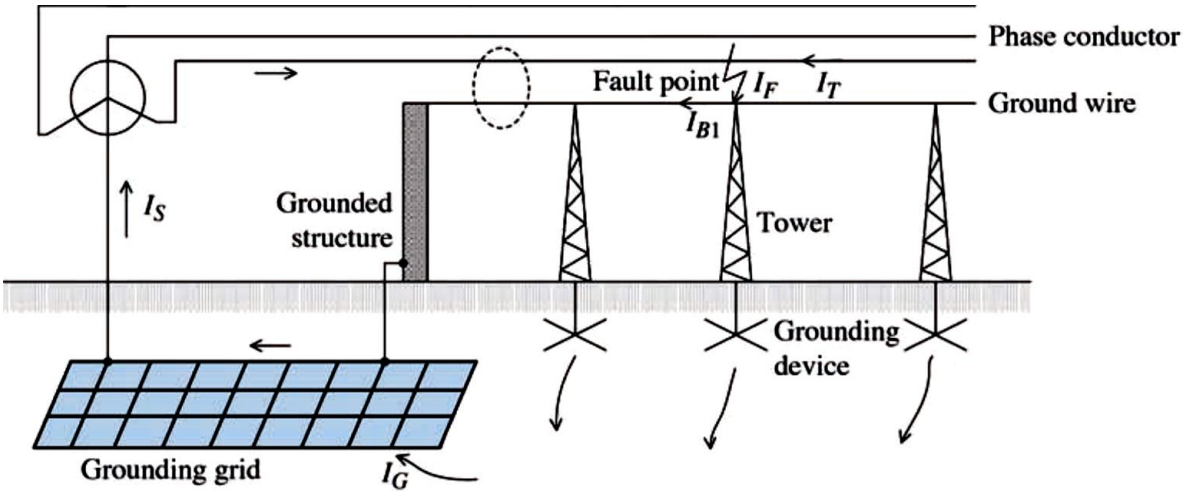


Figura 9. Diagrama de la división de corriente por falla fuera de una subestación.[27]

Además el análisis muestra que el factor de división de corriente de falla puede calcularse por:

$$K_{f2} = \frac{e^{\beta} - e^{-\beta}}{e^{\beta(s+1)} - e^{-\beta(s+1)}}\left(1 - \frac{Z_{M0}}{Z_{G0}}\right) + \frac{Z_{M0}}{Z_{G0}}$$

Los cálculos muestran que, cuando se produce un falla de cortocircuito en un lugar aproximadamente a 10-20 tramos desde una subestación, el primer elemento en la ecuación anterior, es mucho más pequeño que el segundo elemento, por lo que la ecuación anterior se puede simplificar a:

$$K_{f2} \approx \frac{Z_{M0}}{Z_{G0}}$$

Obviamente, el resultado calculado por la ecuación anterior tiende hacia el lado más seguro.

Entonces, el factor de división de corriente de falla de la puesta a tierra de la subestación será:

$$S_G = \ (1 - I_S/I_F)\left(1 - K_{f1}\right)$$

En el diseño de sistemas de puesta a tierra, por lo general, se utiliza primero de las dos ecuaciones para el cálculo de las corrientes de cortocircuito I_G de las fallas de cortocircuito dentro y fuera de una subestación local, que fluye desde la malla de puesta a tierra al suelo o tierra remota, y luego se toma la más grande como la corriente de malla de puesta a tierra para el diseño del sistema de puesta a tierra de la subestación.

2.4.3. Anexo C IEEE 80 2013 Análisis Gráfico y Aproximado del SF.

En el anexo C de la IEEE 80 2013 [2] se muestra un método gráfico para determinar la corriente máxima de la puesta a tierra I_G, este método intenta correlacionar la falla de secuencia cero de una subestación obtenido a partir de un estudio de cortocircuito estándar para la corriente real que fluye entre el sistema de puesta a tierra y la tierra remota. La presentación original de este concepto se publicó en Garrett, Myers y Patel [17]. Ese trabajo describe el análisis paramétrico realizado y la base resultante de los supuestos utilizados para desarrollar las 22 curvas que se muestran en el anexo C.

Los siguientes supuestos fueron utilizados para obtener los gráficos:

a) Longitud de la línea de transmisión de 23,5 millas (37,82 kilometros) y una distancia entre torres (tramos aterrizados) de 500 pies (152 m).

b) Resistencia de la torre de transmisión de 15 Ω o 100 Ω

c) La estructura de línea de transmisión unipolar con 7 No. 10 Alumoweld cable blindado y 336.4 kcmil, y conductores 26/7 ACSR.

d) La longitud de la línea de distribución de 2,5 millas (4 km) y una distancia entre postes (tramos aterrizados) de 400 pies (122 m)

e) Resistencia de poste de distribución de 25 Ω o 200 Ω

f) Poste de distribución diseño triangular trifásico, con un solo 336.4 kcmil, fase 26/7 ACSR y 1/0 ACSR conductor neutro

g) La resistividad del suelo de 100 Ω-m

El anexo C IEEE 80 versión 2013 también muestra una tabla que resulta mucho más práctica de utilizar que las 22 graficas. La Tabla 2 muestra las impedancias equivalentes de cables de guarda de líneas de transmisión y de neutros de alimentadores de distribución, para una contribución remota del 100% con X líneas de transmisión y Y alimentadores de distribución. La primera columna muestra las impedancias equivalentes para resistencias de electrodos de puesta a tierra de líneas de transmisión Rtg de 15Ω y resistencias de electrodos de puesta a tierra de alimentadores de distribución Rdg de 25Ω. La segunda columna de impedancias equivalentes corresponde a Rtg = 100Ω y Rdg = 200Ω.

El factor de división de corriente se puede calcular mediante la siguiente formula:

$$(S_f)_{X/Y} = \left| \frac{(Zeq)_{X/Y}}{Rg + (Zeq)_{X/Y}} \right|$$

Dónde: $(Zeq)_{X/Y}$→ Impedancia equivalente de X cables de guarda de líneas de transmisión e Y neutros de alimentadores de distribución.

Rg→ Resistencia del sistema de puesta a tierra de la subestación.

Número de Líneas de Transmisión	***Número de Neutros de Distribución***	***Zeq (ohms) Rtg=15, Rdg=25***	***Zeq (ohms) Rtg=100, Rdg=200***
1	1	0.91 + j0.485	3.27 + j0.652
1	2	0.54 + j0.33	2.18 + j0.412
1	4	0.295 + j0.20	1.32 + j0.244
1	8	0.15 + j0.11	0.732 + j0.133
1	12	0.10 + j0.076	0.507 + j0.091
1	16	0.079 + j0.057	0.387 + j0.069
2	1	0.685 + j0.302	2.18 + j0.442
2	2	0.455 + j0.24	1 1.63 + j0.324
2	4	0.27 + j0.165	1.09 + j0.208
2	8	0.15 + j0.10	0.685 + j0.122
2	12	0.10 + j0.07	0.47 + j0.087
2	16	0.08 + j.055	0.366 + j0.067
4	1	0.45 + j0.16	1.30 + j0.273
4	2	0.34 + j0.15	1.09 + j0.22
4	4	0.23 + j0.12	0.817 + j0.16
4	8	0.134 + j0.083	0.546 + j0.103
4	12	0.095 + j0.061	0.41 + j0.077
4	16	0.073 + j0.05	0.329 + j0.06
8	1	0.27 + j0.08	0.72 + j0.152
8	2	0.23 + j0.08	0.65 + j0.134

8	4	0.17 + j0.076	0.543 + j0.11
8	8	0.114 + j0.061	0.408 + j0.079
8	12	0.085 + j0.049	0.327 + j0.064
8	16	0.067 + j0.041	0.273 + j0.052
12	1	0.191 + j0.054	0.498 + j0.106
8	16	0.067 + j0.041	0.273 + j0.052
12	1	0.191 + j0.054	0.498 + j0.106

Tabla 2. Impedancias equivalentes aproximadas de cables de guarda de líneas de transmisión y neutros de distribución (alimentadores)

3. RESULTADOS Y SIMULACIONES

3.1. Resistencia De Puesta A Tierra

Un parámetro fundamental para el cálculo R_{pt} es la resistividad del terreno (ρ), y el tipo de modelo de suelo utilizado para representar de mejor manera el fenómeno de inyección de corriente a través de la puesta a tierra (suelo homogéneo o suelo por capas). La IEEE 80 [2] está muy limitada en el cálculo de R_{pt} dado que presenta fórmulas para modelo de suelo homogéneo y puestas a tierra con configuraciones geométricas condicionadas (mallas horizontales rectangulares y varillas verticales), de igual forma sucede con el cálculo de tensiones de paso y contacto máximas que pueda generar el sistema de puesta a tierra, criterio esencial en la aprobación de un diseño de puesta a tierra.

En la Figura 10 y Figura 11 se muestran dos ejemplos (con especificaciones) tomados de H.3.3 y H.3.6 del anexo H de la IEEE 80 2013 [2], en el primer ejemplo se tiene una malla cuadrada con modelo de suelo de dos capas ρ1 = 300 Ω-m, ρ2 = 100 Ω-m, y h = 6.096 m (20 pies) y varillas en el área perimetral de la malla; y el segundo ejemplo es similar a la malla del ejemplo 1, pero con conductores en la diagonal y con varillas de 7,5 m de longitud de la esquina, mientras que las demás varillas son de 2,5 m de largo, el modelo de suelo es de dos capas con ρ1 = 100 Ω-m, ρ2 = 300 Ω-m, y h = 6,091 m (20 pies).

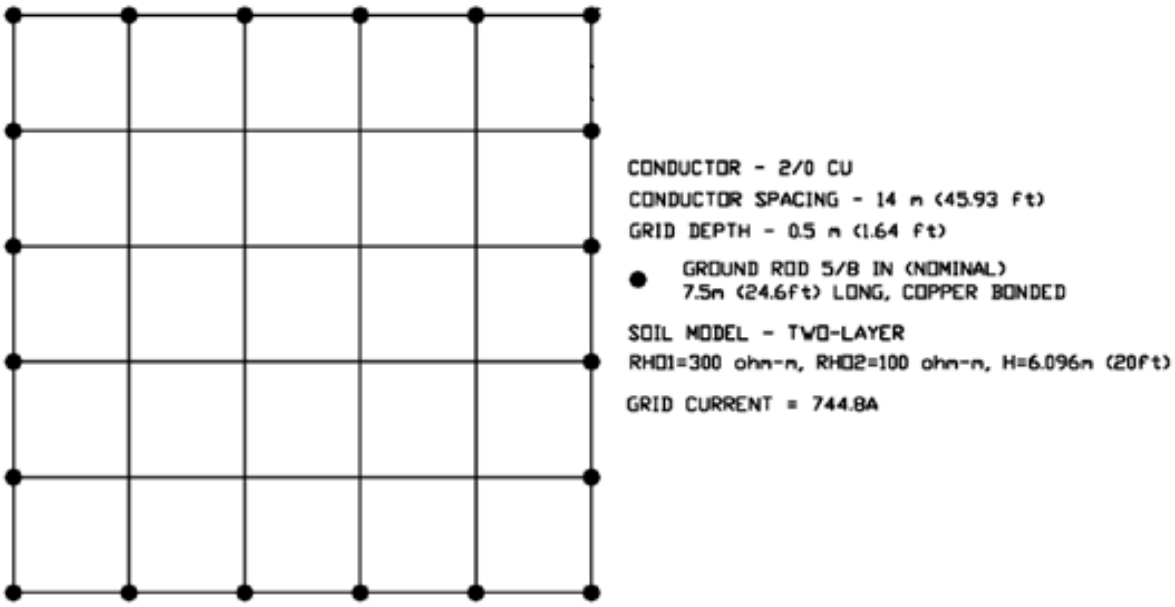


Figura 10. Malla de puesta a tierra H.3.3 IEEE 80 2013. [2]

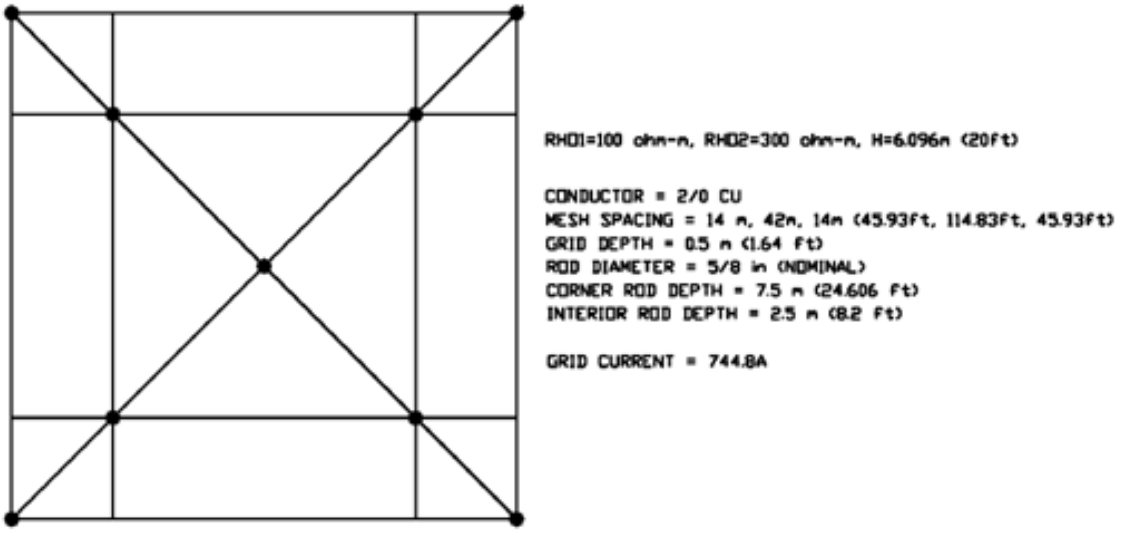


Figura 11. Malla de puesta a tierra H.3.6 IEEE 80 2013. [2]

En la Tabla 3 se muestra los resultados de dos ejemplos de la necesidad de utilizar alguna herramienta computacional para el cálculo de resistencia de puesta a tierra, tensiones de paso y contacto máximos, para un sistema de puestas a tierra con un modelo de suelo no homogéneo y configuraciones geométricas no rectangulares.

c	Metodología	R_{PT} (Ω)	$V_{Contacto}$ (V)	V_{Paso} (V)	GPR (V)
H.3.3	**IEEE 80**	1,395	222	109	1039
	CDEGS	0,97	262,5	101,9	719,5
	ETAP	0,97	269,7	117	726,4
	WinIGS	0,9708	265,1	100,69	723,02
H.3.6	**IEEE 80**	**No es posible calcular (por la configuración geométrica)**			
	CDEGS	1,42	134,4	96,4	1054,4
	ETAP	1,43	140,2	99,2	1068,2
	WinIGS	1,427	136,6	84,9	1062,84

Tabla 3. Resultados Ejemplo H.3.3 y H.3.6 IEEE 80 2013.

Las ecuaciones de tensión de paso y contacto que se vieron anteriormente de la IEEE 80 std 2013, no están diseñados para este tipo de mallas de puesta a tierra irregulares, igual pasa para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra por lo tanto es necesario para cualquier tipo de malla con configuraciones geométricas irregulares utilizar algún tipo de herramienta computacional.

3.2. Factor De División De Corriente De Falla (Split Factor)

Cómo se enuncio en la introducción muchos trabajos a partir de métodos numéricos, y uso de software, se utilizan para encontrar el factor de divisón de corriente SF, por lo tanto como primera medida para determinar la influencia en el disñeo de un sistema de puesta a tierra del SF, se utliza el anexo H de la IEEE80 versión 2013[2], se realiza una simulación en WinIGS y un análisis de la máxima corriente de puesta a tierra, con dos casos de estudio como ejemplo, con el fin de modelar los sistemas para comparar la corriente de puesta a tierra I_G vs la corriente total de falla I_F, de acuerdo a los resultados de las curvas de división de corriente del Anexo C de la IEEE 80 [2] y los resultados de softwares especializados como CDEGS [25] y WinIGS (IEEE 80 y resultados propios).

En el primer caso de estudio que se muestra en la Figura 12 (H.4.1 [2]), tenemos una subestación eléctrica de distribución típica, con una línea de transmisión (solamente una fuente remota) a 115 kV y un alimentador de distribución a 12 kV, donde la línea de transmisión tiene un cable de guarda aterrizado en cada torre, con resistencia a tierra de cada torre igual a 15 Ω. El neutro de la línea de distribución está conectado a tierra en cada poste, con resistencia a tierra de cada poste igual a 25 Ω. El sistema de puesta a tierra de la subestación (una malla más varillas) es de 1,0 Ω.

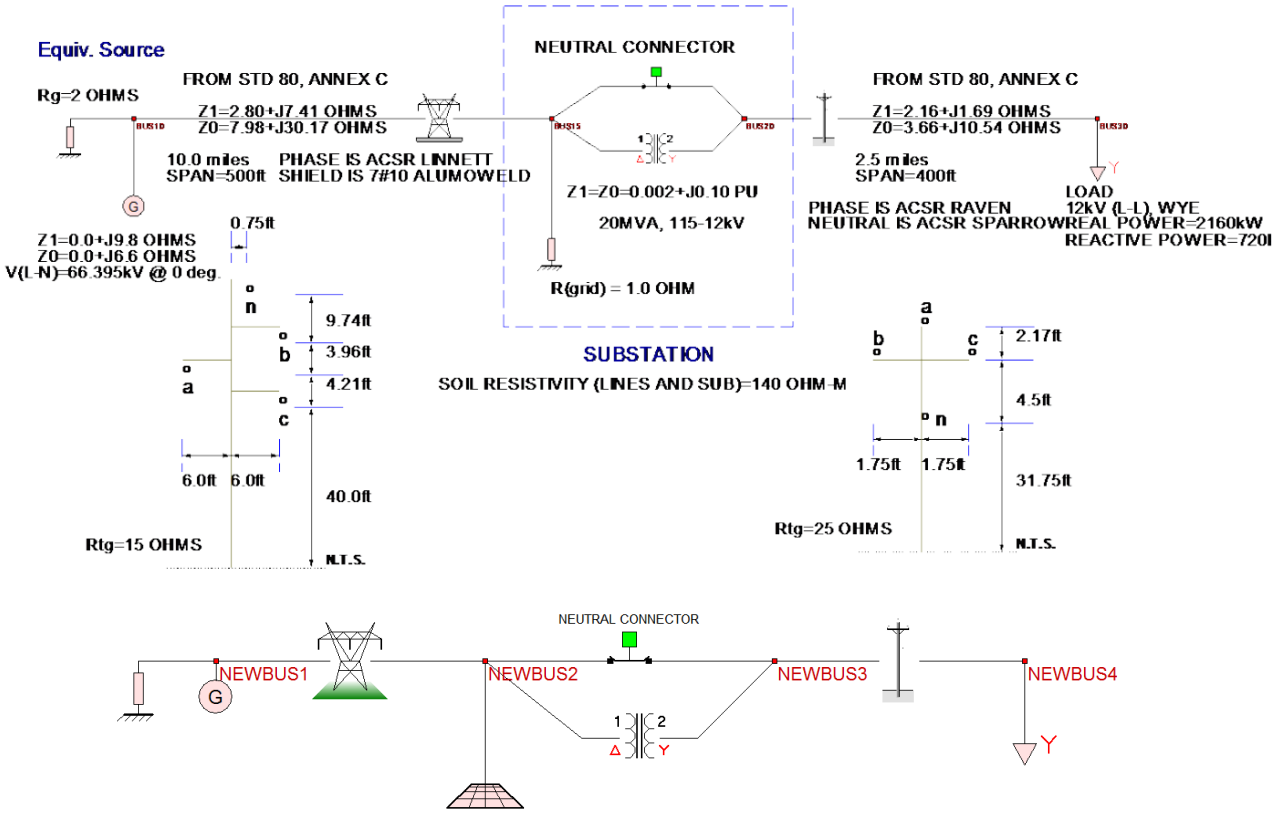


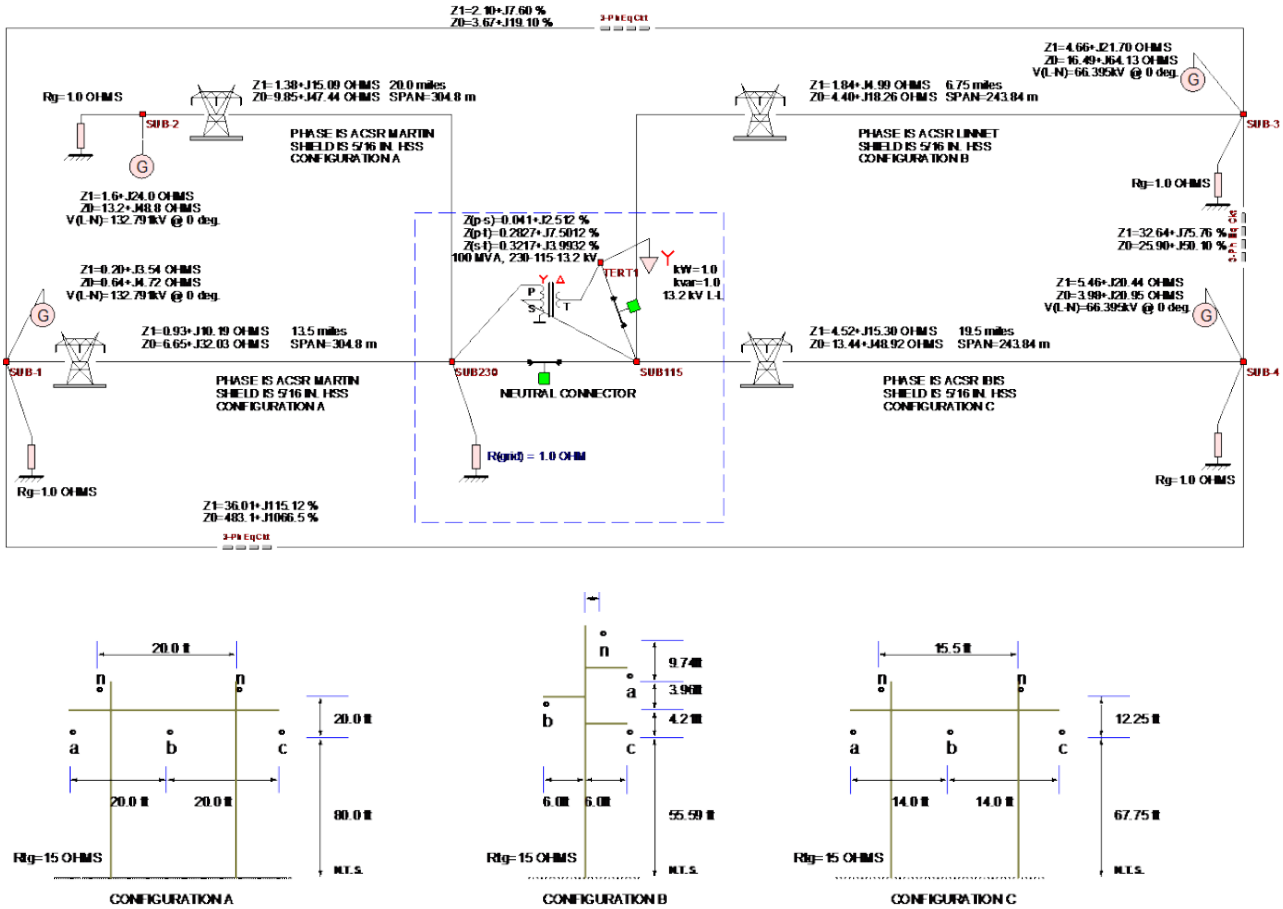
Figura 12. Primer caso de Estudio SF (ejemplo H.4.1 IEEE 80 2013) [2].

Para el primer caso de estudio los resultados se muestran en la Tabla 4, donde se puede evidenciar claramente que los resultados entre las diferentes metodologías no varían demasiado esto se debe a que el sistema es demasiado pequeño y sólo cuenta con una línea de trasmisión y una de distribución.

METODOLOGÍA	Falla De Una Línea A Tierra En El Nodo De 115 kV		
	If(A)	Sf	Ig(A)
STD 80-2000 (CURVAS)	2748,4	0,5	1374,2
CDEGS	2877,3	0,5	1431,3
WinIGS (IEEE80)	2891,4	0,49	1426,3
WinIGS (SIMULACIÓN)	2885,8	0,49	1427,6

Tabla 4. Resultados Ejemplo H.4.1 IEEE 80 2013.

Ahora se quiere analizar el ejemplo dos mostrado en la Figura 13 (H.4.2 [2]), donde las líneas de transmisión tienen cables de guarda que se aterrizan en cada torre, con resistencia a tierra en cada torre igual a 15 Ω, hay un autotransformador que tiene un devanado aterrizado, e incluye una devanado terciario conectado en delta. El sistema de puesta a tierra de la subestación (una mallas más varillas) es de 1,0 Ω.



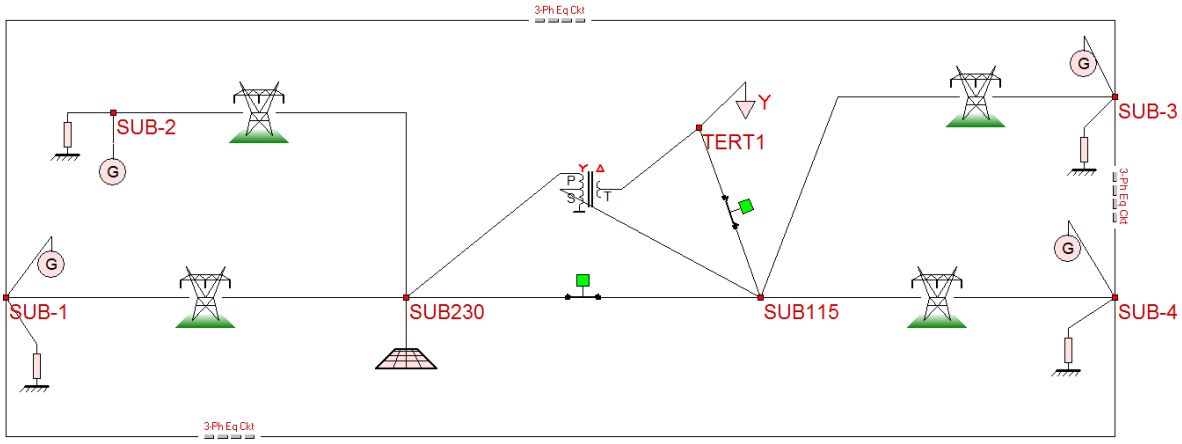


Figura 13. Segundo Caso de Estudio SF (ejemplo H.4.2 IEEE 80 2013) [2].

Para el segundo caso de estudio los resultados se muestran en la Tabla 5 , donde se puede evidenciar claramente que la metodología planteada por la IEEE 80 2013 cambia drásticamente con los análisis realizados por softwares especializados, esto se debe a que el sistema es de mayor complejidad que el ejemplo anterior, donde el sistema cuenta con 4 líneas de trasmisión conectadas a la subestación y varios caminos por donde la corriente falla puede dividirse, por lo tanto la metodología dada por las curvas representativas del Anexo C. de la IEEE 80, no muestra resultados confiables cuando el sistema a analizar se vuelve bastante complejo.

METODOLOGÍA	Falla De Una Línea A Tierra En El Nodo De 115 kV		
	If(A)	Sf	Ig(A)
STD 80-2000 (CURVAS)	19140,0	0,29	5551,0
CDEGS	11895,4	0,33	3956,5
WinIGS (IEEE80)	12055,5	0,34	4102,0
WinIGS (SIMULACIÓN)	12056,6	0,34	4107,5

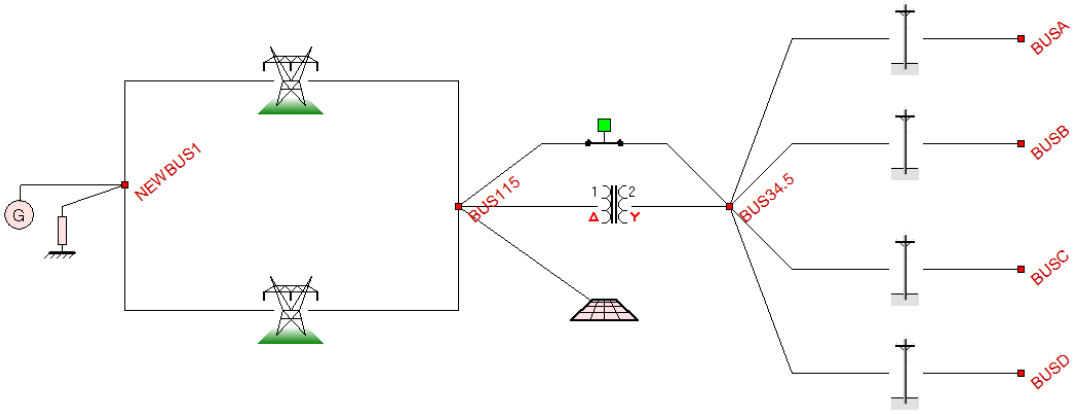
Tabla 5. Resultados Ejemplo H.4.2 IEEE 80 2013.

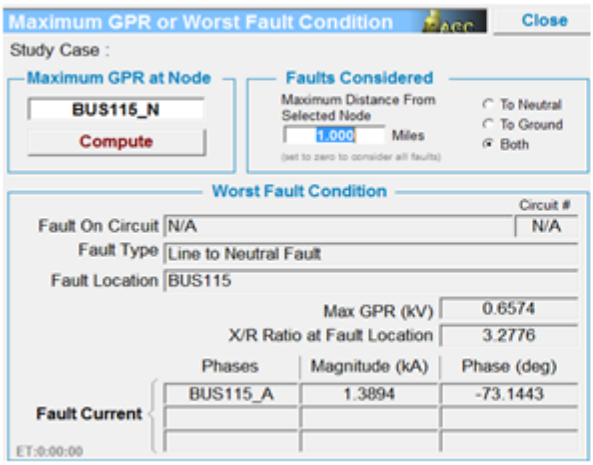
3.3. Análisis Paramétrico del Split Factor

Ahora para profundizar en las falencias de la IEEE 80 para encontrar el valor de SF se realiza un análisis de algunos de los parámetros fundamentales que puede afectar el cálculo del factor de división de corriente SF para una subestación eléctrica de distribución, se presenta a continuación el caso de estudio base de la Figura 14.

El caso de estudio cuenta con una subestación eléctrica de tipo exterior, alimentada por dos líneas de transmisión a 115 kV(dos cables de guarda por línea aterrizados en cada torre), y cuatro redes de distribución a la salida de 34,5 kV(con su respectivo neutro aterrizado en cada poste), un transformador de potencia 115/34,5 kV de 90 MVA refrigerado en aceite con conexión delta en el primario y estrella sólidamente conectado a tierra en el secundario

mediante una malla de 90 m x 70 m, con cuadriculas de 10 m x 10 m mediante cable de cobre 2/0.





Node Name	Resistance (Ohms)	Voltage (Volts)	Current (Amperes)
BUS115_N	1.1941	657.37	550.53
	Rp = 1.1941	Earth Current:	550.53
		Fault Current:	1389.35
		Split Factor:	39.63 %

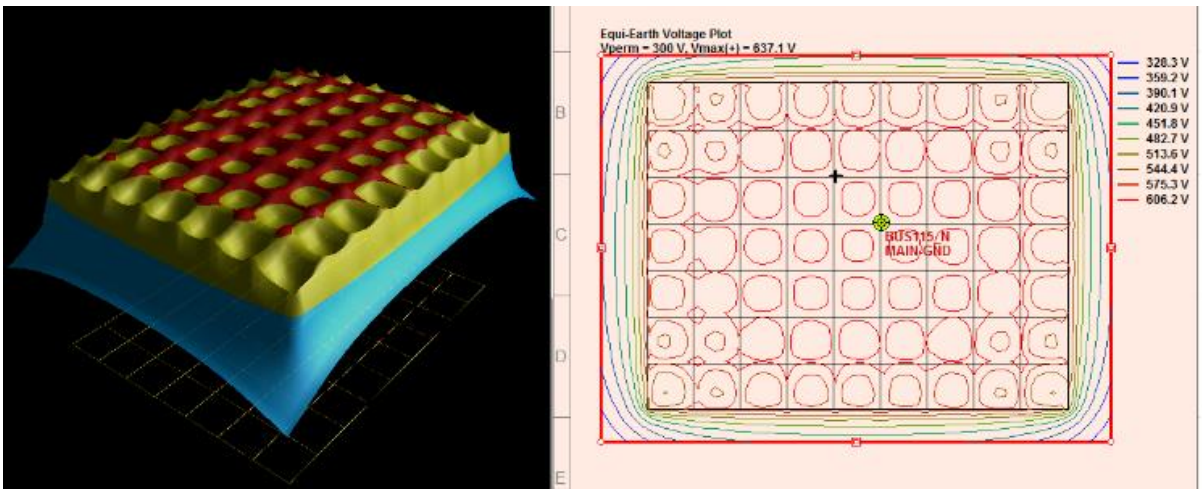


Figura 14. Caso de Estudio de SF, cálculo SF y gráficas de la tensión de superficie de la malla de puesta a tierra.

Los resultados preliminares del caso de estudio, para el peor caso (máximo valor del GPR) que resulta de una falla monofásica a neutro en el nodo de 115 kV se muestran en la Figura 14 donde se puede observar que SF es de 39,63 %, la resistencia de puesta a tierra de malla es de 1,194 Ω y el GPR es de 657,37 V, es claro que al existir varios caminos por donde puede retornar la corriente de falla al sistema (cables de guarda y neutros), la corriente I_G es tan sólo el 39 % de la corriente total de falla. Como primer análisis paramétrico se evalúa el número de líneas de trasmisión y distribución con las mismas características del caso base, que llegan a la subestación eléctrica, los resultados se muestran en la Tabla 6.

Transmisión	Distribución	SF	GPR (V)
1	1	63,3%	557,3
1	2	55,8%	490,8
1	3	49,8%	438,0
1	4	44,9%	395,3
2	1	53,3%	884,9
2	2	47,8%	793,9
2	3	43,4%	719,4
2	4	39,6%	657,4
2	6	33,8%	560,3
3	1	46,0%	1045,4
3	2	41,9%	951,0
3	3	38,4%	871,9
3	4	35,5%	805,8
4	1	40,5%	1145,4
4	2	37,3%	1053,3
4	3	34,5%	974,5
4	4	32,1%	906,4

Tabla 6. SF y GPR para diferentes cantidades de líneas.

Cuando el número de líneas entrantes y salientes de la subestación aumenta, el factor de división de corriente de falla de la línea también se incrementa. Es decir, la corriente que fluye a través de la malla de puesta a tierra hacia tierra remota se reducirá y de igual forma el SF de la subestación, esto se debe a que existen una mayor cantidad de caminos por donde la corriente de falla puede retornar al neutro del sistema.

Ahora el análisis paramétrico se centra en la resistencia del sistema de puesta a tierra, lo que se sucede es que cuando la resistencia de puesta a tierra de la subestación es bastante pequeña, aunque haya muchos caminos previstos para que la corriente de falla pueda volver al sistema, la corriente de falla, básicamente, no fluye de vuelta al sistema, sino hacia el suelo.

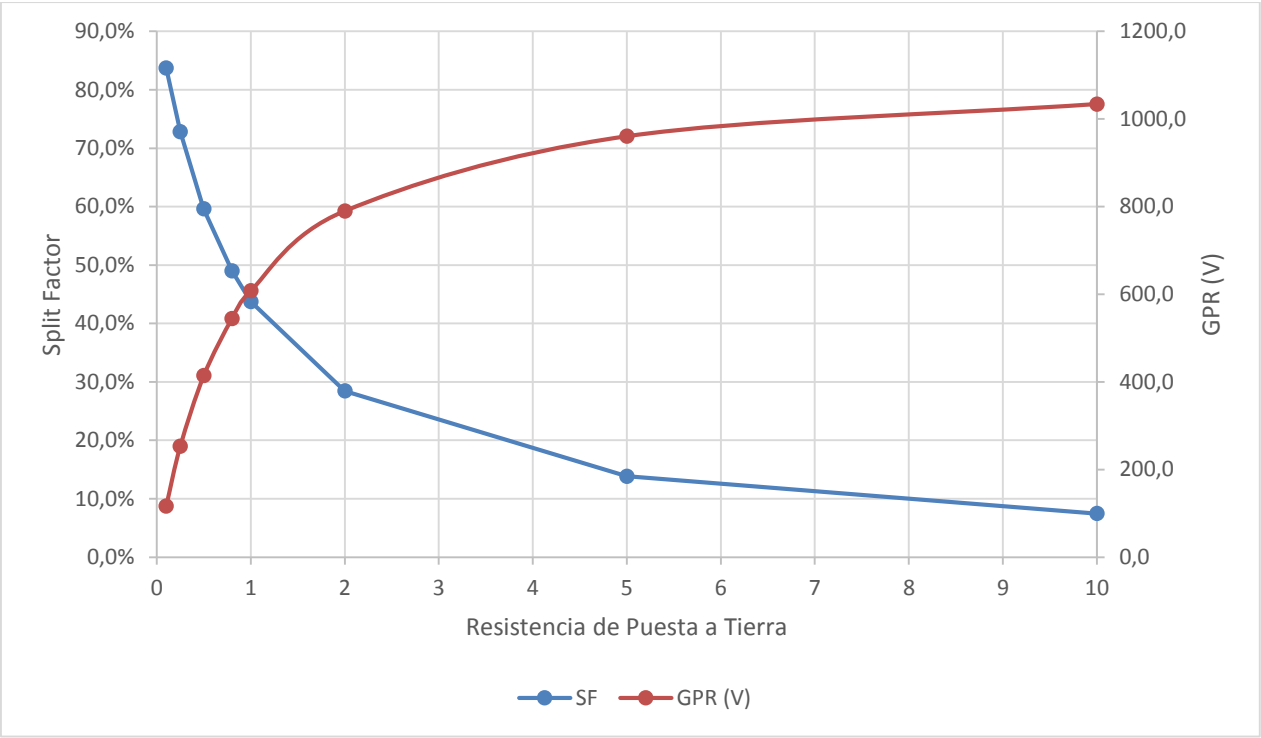


Figura 15. Impacto de la Resistencia de Puesta a Tierra de la Subestación en el SF y GPR

En la Figura 15 se muestra el impacto típico de la resistencia de puesta a tierra de la subestación en el SF y el GPR, con el aumento de la resistencia de puesta a tierra de la subestación, el SF disminuye, sin embargo es importante tener un punto de equilibrio dado que aunque disminuya el SF, es decir, que la fracción de corriente de falla que pasa por la malla de puesta a tierra disminuye, el GPR puede aumentar hasta el punto de que se puedan presentar tensiones de paso y contacto peligrosos en la subestación.

De igual forma, la resistencia de puesta a tierra de las torres de trasmisión y de los postes de distribución tiene gran influencia en el cálculo de SF, dado que estas puestas a tierra representan caminos por donde puede fluir la corriente de falla, en la Tabla 7 se muestra el impacto de estas variables en el SF y el GPR del Sistem de Puesta a Tierra de la subestación.

R TORRES (Ω)	R POSTES (Ω)	SF	GPR (V)
50	**200**	39,6%	657,4
25	**100**	32,1%	531,9
10	**50**	24,3%	403,7
20	**25**	22,5%	373,4
100	**100**	37,1%	614,7
100	**200**	42,56%	706,17

Tabla 7. Impacto de la resistencia de torres y postes en el SF Y GPR

Se puede ver claramente, que cuando la resistencia de puesta a tierra de las torres o de los postes se reduce, la corriente de falla puede fluir de una forma más fácil través de la torre hacia suelo en vez de por el camino dado por los cables de guarda, por lo tanto esto con lleva a un aumento del SF de los cables de guarda, y por lo tanto el SF de la subestación disminuye.

Igualmente que cuando se reduce la resistencia de las torres el SF disminuye, pasa cuando la distancia entre los postes y entre las torres disminuye, es decir, se crean más caminos hacia tierra dado porque cada torre de transmisión y poste de distribución tiene un contacto directo a tierra a través de un electrodo o una malla, permitiendo que la corriente falla fluya fácilmente por tierra que por los cables de guarda, consecuentemente el SF de la subestación disminuye claramente como se muestra en la Tabla 8.

DISTANCIA ENTRE TORRES (METROS)	DISTANCIA ENTRE POSTES (METROS)	SF	GPR (V)
80,5	**60**	32,0%	530,6
161	**120**	39,6%	657,4
322	**240**	47,9%	795,0
483	**360**	53,3%	884,7

Tabla 8. Impacto de la distancia entre postes y torres en el SF y GPR

Por último, uno de los aspectos más importantes es los parámetros eléctricos de los cables de guarda y la cantidad que se puedan poner de estos en el sistema (costos altos), debido a que estos tienen una fuerte influencia en el factor de división de corriente de falla (SF). Cuanto menor sea la conductividad de los cables de guarda, mayor es el SF de los cables de guarda y más pequeño SF de la subestación. Lo contrario pasa, cuando la conductividad de los cables guarda aumenta, el SF de la subestación se hace más grande. Se puede observar en la Tabla 9 que el cable de guarda tipo OPGW posee muy buenas características de división de corriente y una fuerte influencia en recudir la corriente de falla por la malla de puesta a tierra.

Cantidad de Cables de Guarda	Tipo de Cable de Guarda	SF	GPR (V)
2	HS 5/16	39,6%	657,4
	HS 7/16	35,7%	608,4
	OPGW 80MM	16,2%	331,7
	ALLO 7#10	34,2%	588,5
	AAC PHLOX	16,3%	333,2
1	HS 5/16	44,1%	718,5
	HS 7/16	41,2%	681,9
	OPGW 80MM	22,9%	441,7
	ALLO 7#10	40,1%	666,5
	AAC PHLOX	23,0%	443,1

Tabla 9. Impacto del cable de guarda en el SF y GPR.

4. ESQUEMA DE CONEXIÓN A TIERRA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN (MICRO-RED)

4.1. ESQUEMAS DE CONEXIÓN A TIERRA

En la IEC 60364 se establecen diferentes esquemas de conexión a tierra del sistema, aguas abajo del devanado secundario del transformador de media/baja tensión, que pueden afectar a la seguridad y la compatibilidad electromagnética, por lo tanto se debe elegir: [30]

- El tipo de conexión del sistema eléctrico (por lo general, del conductor neutro) y las partes accesibles que llegan a los electrodos de tierra.
- Un conductor de protección independiente o un conductor de protección y un conductor neutro como un único conductor.
- El uso de una protección contra defectos a tierra de los equipos con protección contra sobre-intensidades, que elimine únicamente corrientes de defecto relativamente elevadas, o el uso de relés adicionales capaces de detectar y eliminar a tierra pequeñas corrientes de defecto de aislamiento.

En la práctica, estas opciones están agrupadas y normalizadas de la forma descrita a continuación en la Figura 16, 17, 18, 19 y 20. Cada una de estas opciones ofrece sistemas normalizados de conexión a tierra que presentan tres ventajas e inconvenientes:

- La conexión de las partes conductoras accesibles de los equipos y del conductor neutro al conductor PE (conductor de protección) da como resultado una equipotencialidad y sobretensiones más bajas, pero incrementa las corrientes de falla a tierra.
- Un conductor de protección independiente resulta costoso, aunque su sección transversal sea pequeña, pero es mucho menos probable que se vea contaminado por caídas de tensión, armónicos, etc., que un conductor neutro. También se evitan las corrientes de fuga en las partes conductoras extrañas.
- Los relés de protección contra corriente diferencial o los dispositivos de supervisión del aislamiento son mucho más sensibles y su instalación permite en muchos casos eliminar los defectos antes de que se produzcan daños graves (motores, incendios, electrocución). La protección que ofrecen también es independiente respecto de los cambios realizados en una instalación existente.

En la terminología de esquemas de conexión a tierra, la primera letra indica la conexión entre la tierra y el equipo de suministro de energía (generador o transformador):

"T" - Conexión directa de un punto con la tierra

"I" - Ningún punto se conecta con tierra (aislamiento), excepto tal vez a través de una alta impedancia.

La segunda letra indica la conexión entre la tierra y los equipos o dispositivos que se les suministra energía:

"T" - Conexión directa de un punto con la tierra

"N" - Conexión directa a neutro en el origen de la instalación, que está conectado a la tierra

“S” – Indica que el cable de neutro y el conductor de protección se encuentran separados.

“C” - Indica que el cable de neutro y el conductor de protección se encuentran combinados.

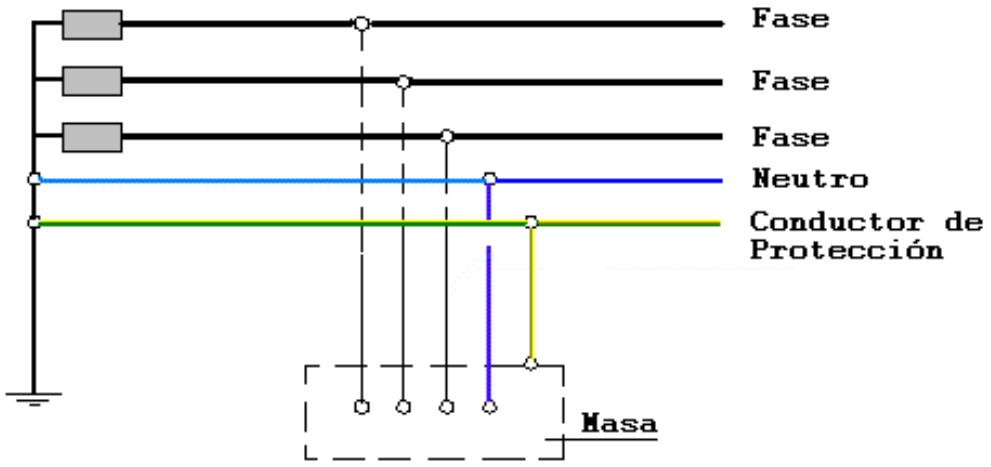


Figura 16. Esquema de Conexión TN-S.

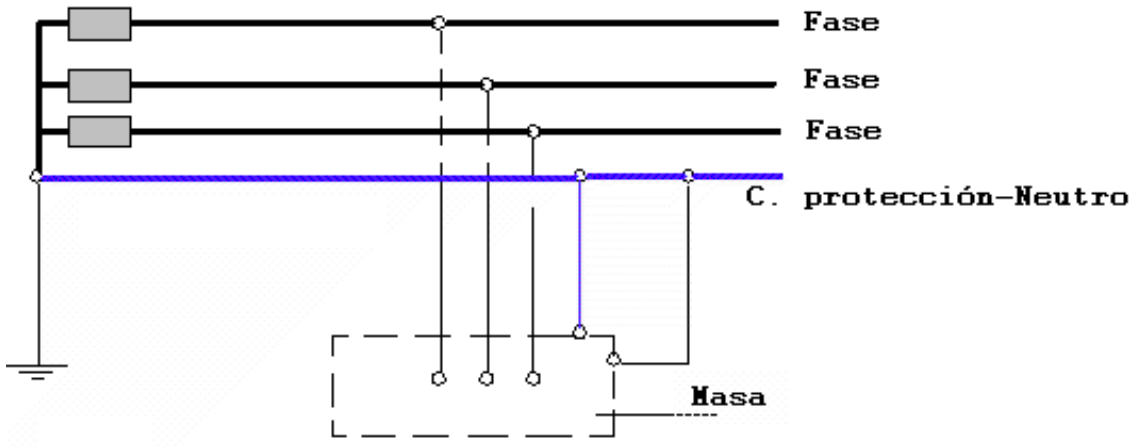


Figura 17. Esquema de Conexión TN-C.

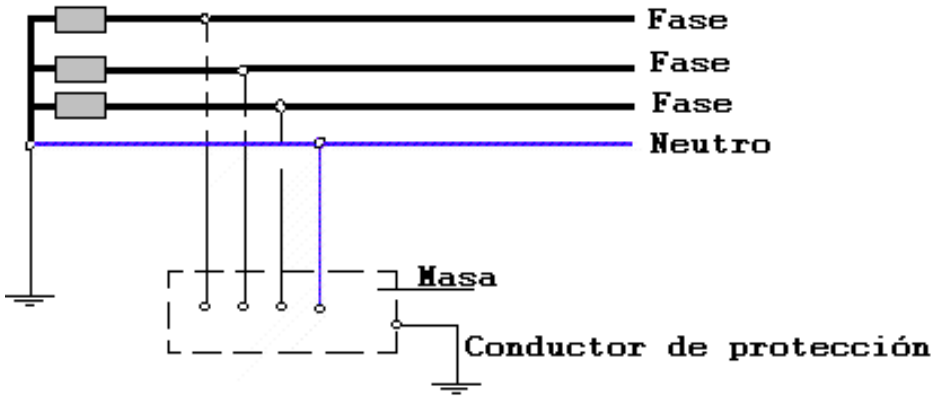


Figura 18. Esquema de Conexión TT.

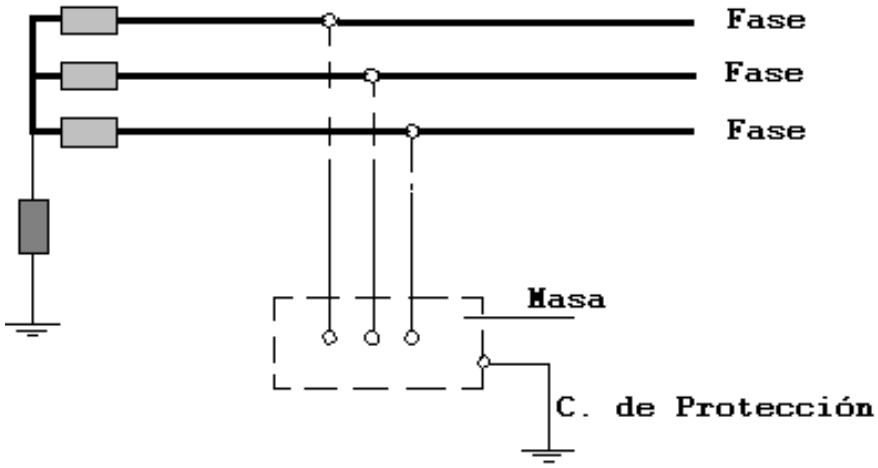


Figura 19 . Esquema de Conexión IT

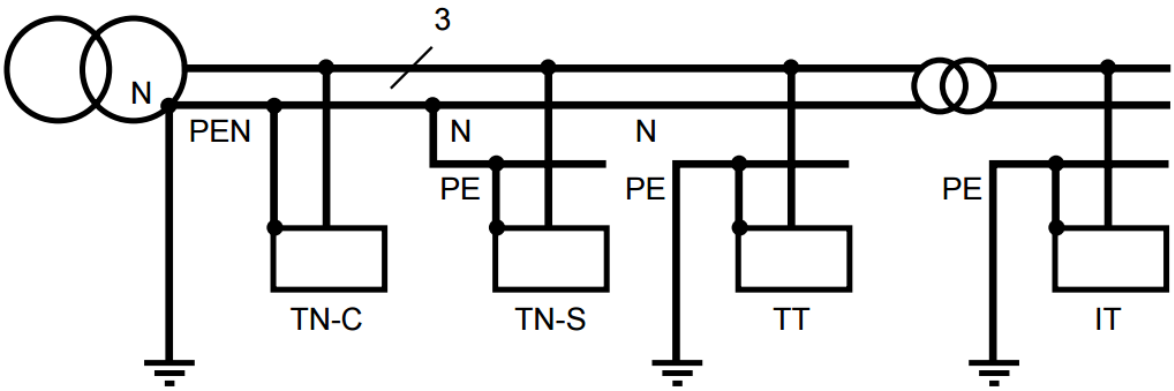


Figura 20. Diferentes esquemas de conexión de tierra.

4.2. MICRO-RED

Las micro-redes son consideradas generalmente como pequeños sistemas de potencia, desplegados de la generación distribuida a pequeña escala, los cuales son auto -gestionados localmente y pueden estar o no conectados a la red principal de distribución. Una micro-red está compuesta por un conjunto de generadores distribuidos, sistemas de almacenamiento de energía y diversas cargas, pueden operar conectados o aislados de la red principal. Están en la capacidad de alimentar diferentes tipos de cargas, siendo esto una excelente alternativa para fomentar proyectos urbanísticos futuros, comunidades a las que por su ubicación, es muy costoso y complicado llevar el suministro eléctrico, sectores industriales que necesiten cierta calidad de suministro, hospitales, universidades, regiones con red eléctrica débil, etc.[28]

El estándar internacional IEEE 1547.4 (IEEE Std 1547.4, 2011) [29], define una Micro-Red como una parte del sistema eléctrico de potencia que tiene las siguientes características: (i) contiene carga y recursos distribuidos (como GD, elementos de almacenamiento o cargas controlables); (ii) tiene la habilidad para operar conectada y aisladamente de la red de suministro; (iii) incluyen sistemas eléctricos de distribución o partes de sistemas eléctricos de potencia, y (iv) son intencionalmente planeadas.

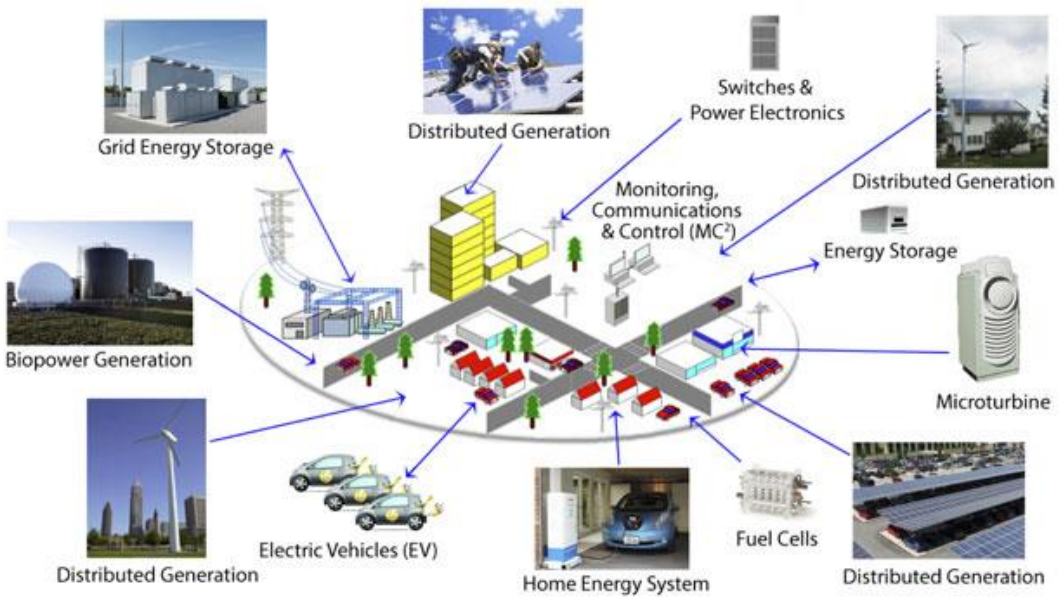


Figura 21. Esquema típico de una Micro-Red. [31]

4.2.1. TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Seis tecnologías de generación son las más utilizadas en el mercado de la generación distribuida, cada una tiene sus limitaciones dependiendo la operación y el campo de aplicación, varios factores afectan la lección del tipo de generación a utilizar: [32]

- Disponibilidad y tipo de combustible.
- Espacio disponible y requerido por los equipos.
- Condiciones ambientales.
- Tipo y frecuencia de mantenimiento requerido.

4.2.1.1. Motores de Combustibles Fósiles

Los motores de combustibles fósiles son la tecnología más comúnmente usada para la GD. Son una tecnología probada con costo de capital bajo, rango de operación alto, rápida puesta en marcha, eficiencia de conversión eléctrica rela tivamente alta, y una alta fiabilidad en su funcionamiento.

4.2.1.2. Micro-turbinas

Las micro-turbinas que se consideran como GD son principalmente de dos tipos:

4.2.1.2.1. Micro-turbina a Gas

Las micro-turbinas a gas provienen del desarrollo tecnológico de la turbina de gas para la escala más pequeña. La tecnología fue originalmente desarrollada para aplicaciones de transporte, pero ahora encontró un nicho en la generación de potencia. Una de las características técnicas más notables de las micro-turbinas es su velocidad giratoria, la cual es muy alta. Las unidades individuales se extienden de 30-200 KW pero pueden estar combinadas fácilmente. El gas natural es el combustible más común, además del biogás que también puede ser usado.

4.2.1.2.2. Micro-turbina Hidráulica

Las micro centrales hidráulicas son centrales de bajas potencias, menores a 100 KW. Sus beneficios son referidos a la no contaminación ambiental; tiene un mantenimiento mínimo y su rendimiento es mayor a las demás tecnologías de GD. Una de sus mayores desventajas es el flujo irregular que se puede dar en pequeños ríos a lo largo del año. Sin embargo, si es posible la construcción de una presa de acumulación se puede controlar en cierto grado esta variación. Existe una clasificación de este tipo de centrales de acuerdo a su capacidad de generación, los tipos que interesan son:

· Mini centrales: Poseen una potencia superior a 100 KW e inferior a 1MW.

· Micro- centrales: Poseen una potencia superior a 1 KW e inferior a 100 KW.

La potencia utilizable en una central hidráulica depende, además del caudal, del salto de agua y de la eficiencia de los componentes que intervienen en la generación de electricidad.

4.2.1.3. Celdas de Combustible

Las celdas de combustible se pueden considerar como motores compactos, utilizan hidrógeno y oxígeno para generar electricidad. Las celdas de combustible poseen una eficiencia de conversión muy alta (35%-60%), comparadas con tecnologías convencionales. Su eficiencia limita las emisiones de gases que provocan efectos invernaderos CO2. Como no hay combustión, otras emisiones nocivas también son bajas. La celda de combustible puede funcionar con una confiabilidad muy alta y así también podría complementar el abastecimiento de electricidad de la red.

4.2.1.4. Paneles Fotovoltaicos

La tecnología de los Paneles Fotovoltaicas (PV) para la explotación de la energía solar es una de las fuentes renovables más conocidas. La típica estructura de un sistema PV está constituida por un número de módulos dispuestos en una estructura en paralelo y en serie para obtener el nivel deseado de tensión de salida.

La potencia de un solo módulo varía entre 50 y 100W de acuerdo con el número de las celdas solares que estén conectadas en serie o paralelamente es la potencia que puede entregar una estructura PV.

A diferencia de otras unidades de GD, los sistemas fotovoltaicos poseen un costo de inversión alto, y un costo de operación muy bajo. No generan calor y son intrínsecamente de escala pequeña. Debido a estas características los sistemas PV satisfacen las aplicaciones domésticas y comerciales, donde los precios de la potencia adquirida de la red son más altos.

4.2.1.5. Generadores Eólicos

La energía del viento se ha utilizado principalmente en molinos de viento, los cuales han permitido principalmente el bombeo de agua, molienda de productos agrícolas y en los últimos años, en generación de electricidad. Una de las características de este recurso es su condición aleatoria y variable, por cuanto depende de condiciones atmosféricas. Esto lleva a que se requieran exhaustivas mediciones como condición previa para el desarrollo de proyectos destinados a su aprovechamiento.

4.2.1.6. Flywheel (Almacenamiento de energía por inercia)

La inercia mecánica es la base de este método de almacenaje. Este tipo de tecnología consiste en una masa que rota en torno a un eje, lo que almacena energía mecánica en forma de energía cinética. Lo primero que se realiza es energizar el “flywheel”, acelerándolo. Esto se logra generalmente mediante un motor eléctrico. Mientras que está

rotando, una batería va guardando la energía, dependiendo de la velocidad de giro y el momento de inercia del "flywheel". Mientras más rápido gire el "flywheel", más energía se puede almacenar. Finalmente, el motor eléctrico pasa a funcionar como generador cuando se requiere utilizar la energía almacenada.

4.3. RESULTADOS ESQUEMA DE CONEXIÓN DE TIERRA MICRO-RED

Un factor que la IEEE 80 no tiene en cuenta y que puede cambiar drásticamente la corriente de falla y en especial la corriente de puesta a tierra I_G es el tipo de conexión de tierras de todo el sistema (TN, TT e IT), y en este caso se quiere enfocar este tipos de conexión al análisis en una Micro-Red dada como caso de estudio por La Universidad Técnica Nacional de Atenas (ICCS / NTUA) como se muestra en la Figura 22 que puede ser analizada con o sin generación distribuida, esta Micro-Red se conecta a la red de distribución principal a través de un transformador de 400kVA, tiene un único alimentador con varias micro-fuentes (c), además de cargas (trifásicas y monofásicas), además pueda operar de una manera no autónoma si es interconectada a la red principal, y de una manera autónoma si se desconecta de ella.

Se realiza un análisis de la seguridad eléctrica de la Micro-Red mediante una simulación en los diferentes nodos del sistema, del peor escenario (es decir el tipo y ubicación de la corriente de falla que genera el máximo GPR), para diferentes tipos de conexión a tierra TT, TN-C-S e IT, en modo isla, conectado a la red (equivalente de red con capacidad ce cortocircuito de 100 MVA y relación X/R de 5), y sin generación distribuida.

Además se realiza un análisis del sistema de puesta a tierra del trasformador de conexión a la red de distribución, de los postes y de la generación distribuida, que produzca tensiones de paso y contacto seguras en todas las zonas del sistema.

Algunas de las consideraciones para el análisis propuesto son que el sistema de puesta a tierra del transformador corresponde a 4 varillas de ½" y 5 m, además de una cuadricula de 5 m x 5 m y dos contrapesos de 25 m todo esto con conductor de cobre #2 (Rpt=3Ω), además para los puntos de conexión de la generación distribuida por medio micro-turbina y flywheel se tiene una cuadricula de 5 m x 5 m con conductor de cobre #2 (Rpt=10Ω), y por ultimo para los postes aterrizados y demás sitios de conexión se tiene una varilla de cobre ¾" y 2,17 m (Rpt=40Ω), los punto negros corresponde a postes algunos se encuentran aterrizados.

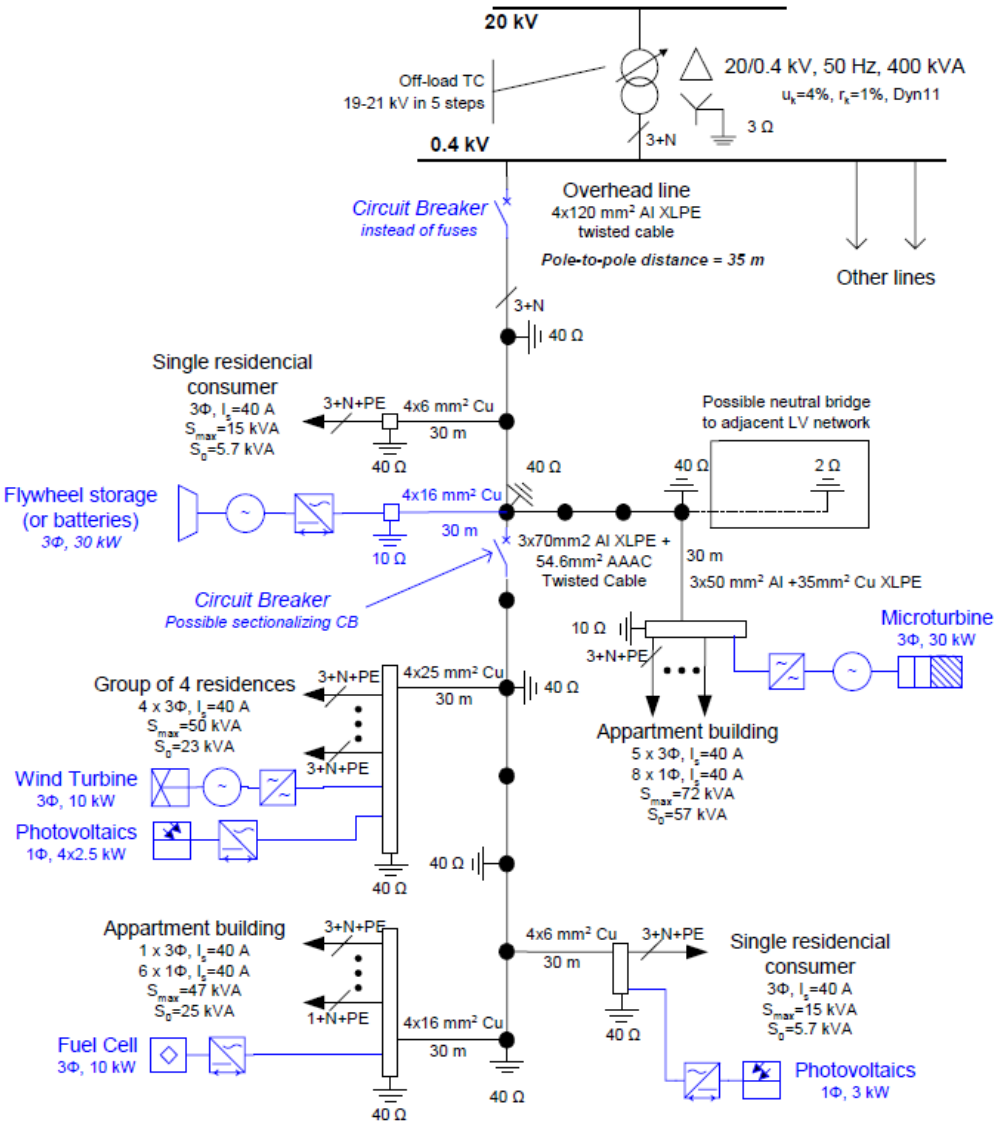


Figura 22. Caso de estudio de una Micro-red [23]

De igual forma la corriente de falla de la generación distribuida se estimó con los siguientes datos: micro-turbina (cuatro veces corriente nominal I_N), turbina eólica (dos veces I_N), fotovoltaica (tres veces I_N), flywheel (cinco veces I_N) y una pila de combustible (tres veces I_N), además se utiliza las potencias nominales de las cargas S_0, factor de potencia de las cargas igual a 0,9; frecuencia del sistema de 50 Hz.

En la Tabla 10 se muestra los resultados del análisis de diferentes tipos de conexión a tierra TN-C-S, TT e IT, para diversas fallas que generan el máximo GPR en los distintos sistemas de puesta a tierra reseñados anteriormente, para los nodos: 2(secundario del trasformador sólidamente aterrizado), 3 (primer poste aterrizado a 35 m del trasformador)), 8 (punto de conexión de la micro-turbina aterrizado) y 15 (punto de conexión de la generación fotovoltaica 1 fase 3kw aterrizado).

	Tipo de Conexión de Tierras	Nodo	I_g (A)	I_f (A)	GPR (V)
Sin Generación Distribuida	TN-C-S	Bus 2	9,05	2388,68	27,2
		Bus 3	0,78	5450,28	31,2
		Bus 8	5,15	788,2	51,5
		Bus 15	1,58	418,45	63,2
	TT	Bus 2	12,3	17,8	36,9
		Bus 3	1,0	5449,8	39,2
		Bus 8	17,8	17,8	178,0
		Bus 15	5,2	5,2	207,9
	IT	Bus 3	2,2	12,9	86,5
		Bus 8	12,9	12,9	129,3
		Bus 15	4,7	4,7	187,5
Conectado a la red	TN-C-S	Bus 2	8,8	2887,3	26,4
		Bus 3	0,9	5723,8	34,0
		Bus 8	5,2	941,1	51,5
		Bus 15	1,6	463,4	63,6
	TT	Bus 2	12,5	18,1	37,7
		Bus 3	1,0	5723,5	41,1
		Bus 8	18,0	18,0	179,9
		Bus 15	5,1	5,1	202,5
	IT	Bus 3	2,2	13,1	87,9
		Bus 8	13,1	13,1	130,4
		Bus 15	4,6	4,6	182,3
Modo Isla	TN-C-S	Bus 2	2,4	642,4	7,2
		Bus 3	0,1	847,0	4,4
		Bus 8	2,0	363,7	20,1
		Bus 15	0,8	269,5	32,8
	TT	Bus 2	9,3	13,6	27,9
		Bus 3	0,7	13,6	28,2
		Bus 8	13,1	13,1	131,3
		Bus 15	4,0	4,0	158,6
	IT	Bus 3	1,6	10,0	65,8
		Bus 8	9,6	9,6	96,3
		Bus 15	3,6	3,6	143,8

Tabla 10. Resultados del máximo GPR en algunos nodos de la micro-red para diferentes tipos de conexión a tierra.

Se evidencia claramente que la mayoría de corrientes falla son mayores sin importar el esquema de conexión, para cuando se tiene generación distribuida y se está conectado a la red principal, sin embargo cuando el sistema está operando como isla todas las corrientes de falla disminuyen, debido a que no está presente la capacidad de cortocircuito de 100 MVA del equivalente en red.

Las corrientes de falla en el sistema TN son altos debido a la baja impedancia del lazo de falla (el camino de retorno de falla termina siendo el conductor neutro), por lo tanto la elevación del potencial de tierra GPR es mínimo, es decir, que las tensiones de paso y contacto no son peligrosas. Los valores de corriente de falla en un sistema TT son muy bajos en comparación con los sistemas TN (esto no sucede en el nodo 3 dado que es el neutro del sistema el que se encuentra aterrizado), debido a la alta impedancia de puesta a tierra en el circuito de falla, de forma similar sucede en el sistema IT (todas las corrientes de falla son

muy bajas), sin embargo en los sistemas TT e IT dado que el camino de retorno de la falla es la tierra se presentan los riesgos más altos en tensiones de paso y contacto dado que el GPR es mucho mayor comparado con el sistema TN.

A continuación se hace un análisis de los valores de tensión de paso y contacto resultantes vs las tensiones tolerables de acuerdo a las ecuaciones de tensiones tolerables, en los tres sistemas de puesta a tierra presentes en la micro red. Las tensiones de paso y contacto tolerables en el sistema dado una resistividad del terreno de 100 Ω*m y tiempo de despeje de la falla de 750 ms, son tensión de contacto tolerable 154,0 V y tensión de paso permitido 214,3 V.

En la Figura 23 se muestra los perfiles de tensión de contacto para las peores fallas en cada uno de los tres diferentes sistemas de puesta a tierra, donde se encontró que en el las tensiones máximas de contacto fueron, Nodo 2 Vtoque=31,23 V, Nodo 8 Vtoque=120,2 V y Nodo 15 Vtoque=163,8 V, como se puede observar la tensión de toque en el nodo 15 supera la tensión tolerable es necesario realizar un ajuste al sistema de puesta a tierra de todos los postes del sistema con el fin de reducir la resistencia de puesta a tierra y con esto reducir el GPR, que a su vez reduce la tensión de contacto (se puede realizar incrementando el tamaño de la varilla del SPT del poste) .

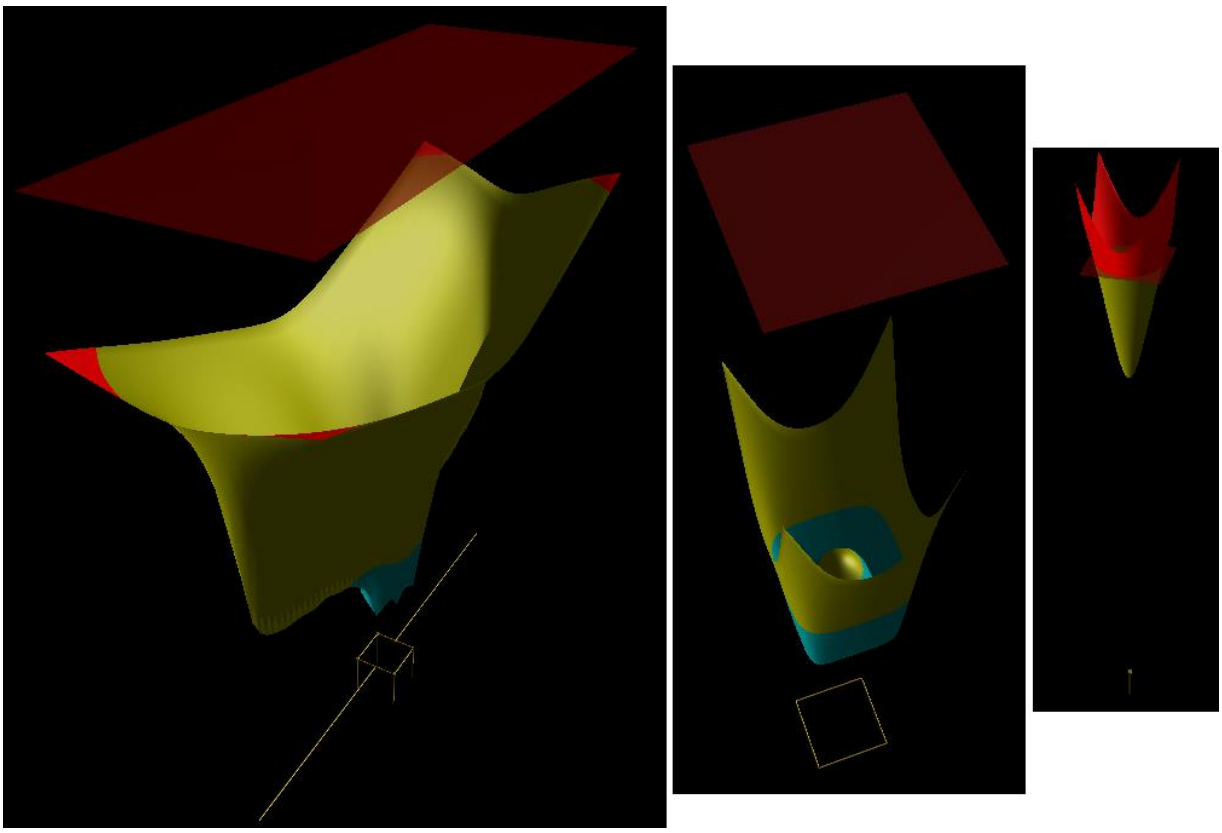


Figura 23. Tensión de Contacto o Toque para los tres sistemas de puesta a tierra de la Micro-Red.

Para las tensiones de paso que se puedan presentar en la Micro-Red, no se genera ningún riesgo alto dado que la tensión de paso permisible (tolerable) es bastante grande, y la tensión de paso de mayor impacto se presenta en el nodo 15 y es de 17,57 V.

5. CONEXIÓN A TIERRA DEL NEUTRO EN GENERADORES O TRANSFORMADORES

Algunos medios de puesta a tierra del neutro del generador se aplican normalmente en la mayoría de las unidades de generación o en trasnformadores. Los propósitos de conectar a tierra el neutro son: para limitar lel flujo de corriente durante fallas de fase a tierra, para permitir la aplicación de los relés de protección para detectar estos fallos , y para limitar las sobretensiones transitorias y temporales que pueden ser causados por fallas a tierra en los sistemas de generación.

Ocho métodos de puesta a tierra se presentan en el estandar IEEE Std. C37.101 de 2006 [33]:

a) Puesta a tierra de alta resistencia (mediante un Transformador de Distribución)

b) Puesta a tierra de alta resistencia (Resistencia del Neutro)

c) Puesta a tierra de baja resistencia (Resistencia del Neutro) o solidamente puesto a tierra con un sistema de peusta a tierra (mallas o varillas)

d) Puesta a tierrade baja inductancia (Reactor del Neutro)

e) Puesta a tierra resonante (Neutralizar Falla a Tierra).

f) Transformador de puesta a tierra de alta resistencia.

g) Transformador de puesta a tierra de resistencia media.

h) Sin conexión a tierra.

a) Puesta a tierra de alta resistencia (Transformador de Distribución)

Este método se utiliza en las unidades de generación conectadas en estrella, el neutro del generador está conectado a tierra a través del primario de un transformador monofásico, mientras que una resistencia está conectado a través del secundario del transformador para proporcionar una conexión de alta resistencia. La resistencia y el transformador están dimensionados para producir una resistencia de tierra equivalente, numéricamente igual a o menor que la de tres fases de la reactancia capacitiva total a tierra del generador y otros equipos conectados al bus generador. El uso de este tipo de esquema de conexión a tierra, la corriente de falla se limita normalmente a 5 a 10 A.

b) Puesta a tierra de alta resistencia (Resistencia del Neutro)

Esto funciona de manera equivalente al punto anterior, la resistencia debe dimensionarse sin el beneficio de un transformador para soportar las corrientes de falla. Dieléctricamente, la resistencia debe cumplir los requisitos de máximas tensiones de fase-tierra.

c) Puesta a tierra de baja resistencia o solidamente puesto a tierra(Resistencia del Neutro)

Esto se usa cuando el generador está conectado directamente al sistema de puesta a tierra sin un transformador elevador. Permite corriente de falla suficiente para operar los relés diferenciales para todas las fallas de las máquinas, excepto los que están cerca del neutro de la máquina.

d) Puesta a tierrade baja inductancia (Reactor del Neutro)

Este método se utiliza de manera similar al esquema de conexión a tierra de baja resistencia. En general este sistema permite que la corriente falla significativa de fase a tierra para todas las fallas excepto los que están cerca del neutro. El reactor también debe cumplir con los requisitos dieléctricos de tensión máxima de fase a tierra o mejor.

e) Puesta a tierra resonante (Neutralizar Falla a Tierra)

El propósito principal de este método es reducir al mínimo las corrientes de defecto de fase a tierra a valores bajos (valores que no pueda soportar un arco). El enfoque de lograr esto es para seleccionar el reactor en el lado secundario del transformador de distribución de manera que su reactancia es igual a un tercio de la reactancia capacitiva del bus generador.

f) Transformador de puesta a tierra de alta resistencia

Este esquema se utiliza para los generadores conectados en delta ya que no existe un neutro en la máquina proporcionándole un sistema de tierra al generador. Una resistencia secundaria se aplica al transformador de puesta a tierra para limitar la corriente de fase a tierra como en el punto a). Además la potencia disipada en la resistencia efectiva debe ser igual o mayor que las pérdidas en voltio-amperios reactivos de tres-fases de secuencia cero en la capacitancia de secuencia cero del sistema de generación.

g) Transformador de puesta a tierra de resistencia media

Este método se utiliza de una manera similar al método anterior. En este caso, sin embargo, se elige la resistencia de puesta a tierra para proporcionar una corriente adecuada para los propósitos selectivos del relé de protección

h) Sin conexión a tierra

El método sin conexión a tierra es raramente utilizado, pero proporciona la corriente de falla menor que los otros regímenes. Pero este método crea la posibilidad de

sobretensiones transitorias excesivas durante las operaciones de conmutación o arco fallas a tierra.

5.1. RESULTADOS DE DIFERENTES TIPOS DE CONEXIÓN DEL NEUTRO A TIERRA.

Otro aspecto que puede variar la corriente de falla y limitarla, así como cambiar la corriente de puesta a tierra I_G es la conexión del neutro de los trasformadores o de los generadores, esta conexión se puede hacer con diferentes métodos, sólidamente puesto a tierra, y mediante una resistencia, reactancia o sin conexión a tierra, entre otros. Por lo tanto se realiza un análisis de corrientes y tensiones para un sistema como el que se muestra en la Figura 24 con las siguientes características V_{LL} 13,8 kV secuencia positiva, efecto capacitivo (5,39 µF), capacidad de corto inductivo de 500 MVA, limitación de corriente de corto de 45 A (se puede utilizar una resistencia de 177,05 Ω o una inductancia de 469,6 mH), limitación de corriente de corto de 0 A (se utiliza inductancia de 522 mH), además cuando se aterriza sólidamente a tierra se tiene un sistema de puesta a tierra (R_{pt}=3Ω).

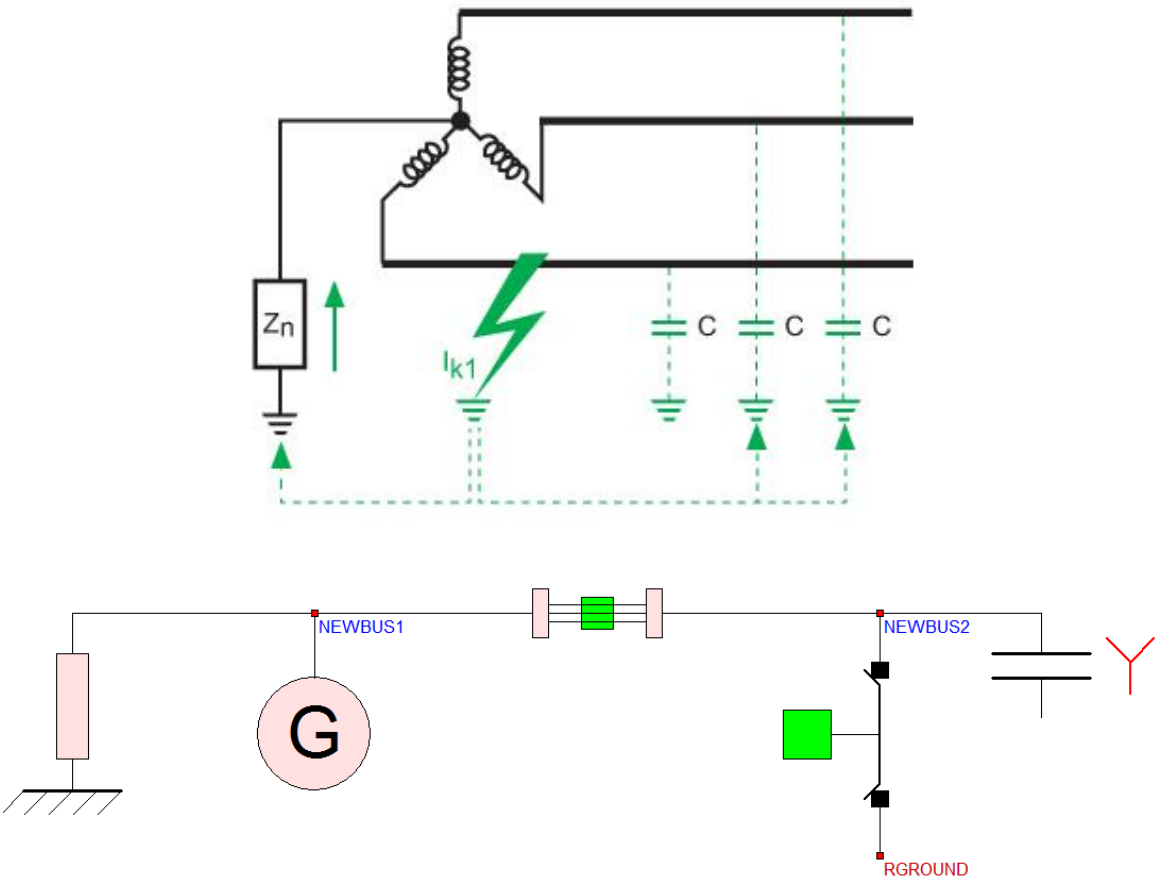


Figura 24. Conexión A Tierra Del Neutro De Un Generador o De Un Transformador. [24]

Finalmente, en la Tabla 11 , se muestran los resultados de cómo pueden generarse diferentes sobretensiones y corrientes de falla de acuerdo al sistema de conexión de tierra

que se utilice para el neutro del generador o transformador (cuando sucede una falla a tierra en la fase C) y cómo haciendo un análisis fasorial exhaustivo se puede reducir la corriente de falla (hasta hacerla nula con una inductancia L=522 mH), la corriente de tierra y la sobretensiones en las fases no falladas. Además se muestra un pequeño diagrama fasorial de corrientes y tensiones para un solo caso en la Figura 25.

Tipo de Conexión a Tierra	R =117Ω	R≈0 Ω	R=3 Ω	Sin Tierra	L=469,6 mH	L=522 mH
I de Falla (A)	60,61	20920	2638	40,54	4,514	0
I a Tierra (A)	45,09	20930	2640	0	44,99	40,48
I Fase A (A)	23,38	13,49	22,41	23,4	23,37	23,37
I Fase B (A)	23,41	13,49	24,11	23,4	23,37	23,37
V Fase A (kV)	13,81	7,973	13,24	13,82	13,81	13,81
V Fase B (kV)	13,83	7,973	14,24	13,82	13,81	13,81

Tabla 11. Resultados de diferentes conexiones a tierra del neutro de un generador.

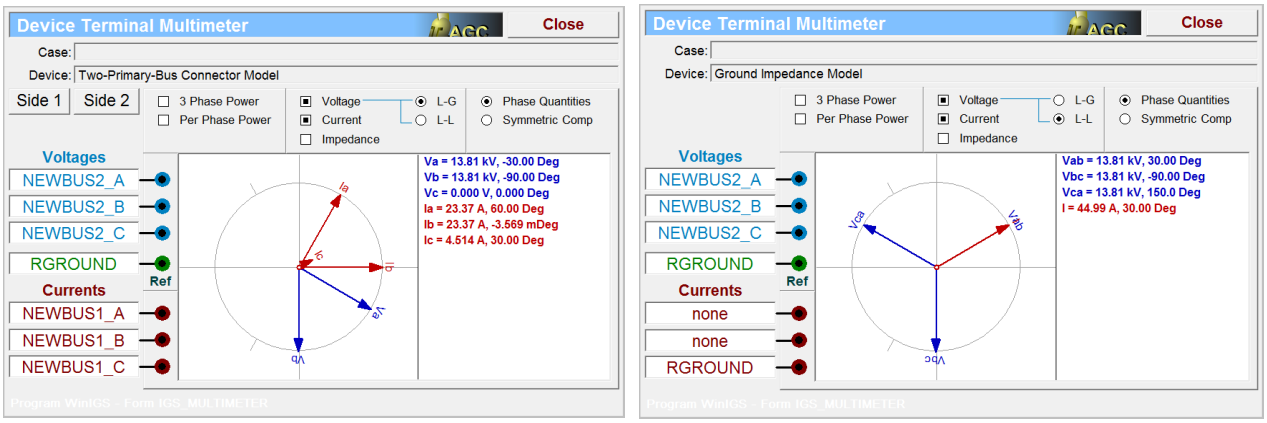


Figura 25. Fasores de tensión y corriente para cuando se tiene un sistema de conexión a tierra inductivo (L=469,6 mH)

CONCLUSIONES

Dentro del diseño de sistemas de puesta a tierra planteado por la IEEE 80 Figura 5, se encuentran factores que requieren un estudio detallado de no sólo el elemento o sub-sistema al cual será conectado el sistema de puesta a tierra, sino de todo el sistema eléctrico y de potencia del cual hace parte, con el fin de poder representar y diseñar en términos reales el sistema de puesta a tierra, lo cual concluye en un sistema de puesta de menor tamaño y en consecuencia de menor costo, que permita de igual forma garantizar la seguridad de las personas y los equipos dentro de todo el sistema de potencia.

Para esto se debe utilizar una metodología involucrando todos los actores del sistema de potencia tales como el tipo de conexión a tierra de los neutros de los trasformadores y generadores, el esquema de conexión a tierra de neutros y conductores de protección del sistema , el factor de división de corriente de falla (SF), que pueden variar sensiblemente la corriente máxima de falla de puesta a tierra I_G que fluye por el sistema de puesta a tierra generando tensiones de paso, de contacto y transferidas que puedan a su vez producir riesgos altos en la seguridad humana, y en sí variar el diseño de los sistemas de puesta a tierra de generadores, subestaciones, torres de transmisión, neutros del sistema aterrizados (postes), equipos y usuarios.

Por lo tanto la metodología que se quiere plantear en este documento a partir de la IEEE 80 Figura 5, tiene como base la utilización de softwares especializados que pueda involucrar distintas variables y sistemas complejos (configuraciones geométricas complejas, sistema de potencia multiaterrizado, y cálculo de perfiles de tensión), dada las limitaciones del estándar que tradicionalmente se utiliza, en especial en la utilización de modelos de suelo no homogéneos, puestas a tierra con configuraciones geométricas irregulares (que permiten flexibilidad en el diseño y en reducir tensiones peligrosas), y en el cálculo de la tensiones de paso y contacto máximas presentes en el sistema de puesta a tierra y sus alrededores.

Esta metodología plantea que para el diseño de un sistemas de puesta a tierra en particular, se deben tener datos y parámetros detallados de la red eléctrica y de todos los sistema de puesta a tierra en cercanías del sistema a diseñar, con el fin de que el cálculo de la corriente de falla máxima de puesta a tierra I_G (dado por el Split Factor) sea lo más real posible, por lo tanto se debe tener en cuenta e incluir en la metodología de la IEEE 80 Figura 5, el tipo de conexión del neutro de transformadores y generadores, el esquema de conexión a tierra del sistema, analizar el peor caso de falla (que genera el máximo GPR que depende del tipo y localización de la falla), un cálculo veraz y efectivo de la magnitud de la resistencia del sistema de puesta a tierra (modelo del suelo adecuado y configuraciones geométricas

irregulares), y por último, incluir análisis de cables de guarda, neutros u otras trayectorias de retorno por tierra dado por las líneas de transmisión que entran y alimentadores que salen de la subestación; cantidad, número de cables de guarda y la impedancia de cada uno; cantidad y resistencia de puestas a tierra de las bases de las torres y postes; longitud de líneas de transmisión y alimentadores; material y calibre de cables de guarda y neutros, como se muestra en la Figura 26.

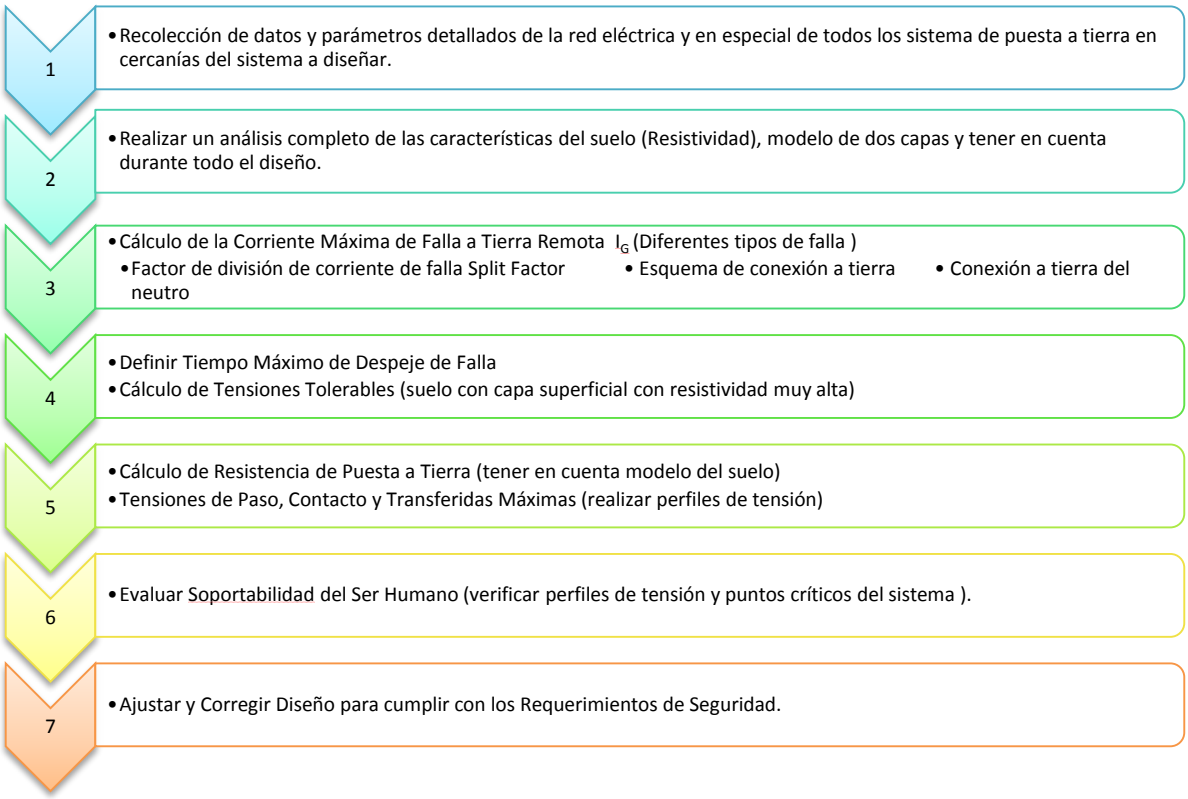


Figura 26. Metodología para el análisis de Sistemas de Puesta a Tierra

Durante el desarrollo del trabajo también se pudieron evidenciar algunas otras conclusiones, de los tres diferentes esquemas de conexión a tierra que se aplican para proteger la Micro-red contra diferentes fallas tanto en modo isla como conectado a la red, se observa que el esquema adecuado es el TN-C-S, esto debido a que la corriente de falla es suficientemente grande para activar los relés de protección del sistema (despejar la falla) y además genera corrientes a tierra bastante reducidos, minimizando riesgos por tensiones de paso y contacto, que además reduce los costos de los sistemas de puesta a tierra de postes, equipos y trasformador. Por otro lado, para las otras dos formas de conexión de tierras (TT e IT), es difícil que al presentarse una corriente de falla un relé de protección pueda diferenciar entre la corriente de falla y una sobrecarga del sistema, presentando problemas con el despeje de la misma.

La utilización de algún método de conexión del neutro a tierra de los generadores o transformadores puede ayudar en reducir la corriente de falla de la puesta a tierra y por lo tanto reducir las tensiones de paso y contacto en todo el sistema, sin embargo es importante evaluar el tipo de redes y cargas del sistema para seleccionar con mejor criterio la conexión a utilizar, dado que se pueden generar corrientes de falla bastante altos y sobretensiones en el sistema.

REFERENCIAS

[1] Potter, C.W.; Archambault, A. ; Westrick, K.; *"Building a smarter smart grid through better renewable energy information",* Power Systems Conference and Exposition, 2009. PSCE '09. IEEE/PES, Publication Year: 2009, Page(s): 1-5.

[2] IEEE Std 80, 2013, *IEEE Guide for Safety in AC substation Grounding". Nueva York, Enero.*

[3] Giao, T.N. and Sarma, M.P. (1972) Effect of a two layer earth on the electric field near HVDC ground electrodes. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 91 (6), 2356–2365.

[4] F. Dawalibi y D. Mukhedkar, "Optimum Design of Substation Grounding in a Two Layer Earth Structure; PART1 – Analytical Study", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94, N□ 2, p.p. 252 – 261, March/April 1975.

[5] Heppe, R.J. (1979) Computation of potential at surface above an energized grid or other electrode, allowing for non-uniform current distribution. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 98 (6), 1978–1989.

[6] Chen, C.X. (1984) Application of boundary element method in grounding calculation: calculation of grounding resistance in power station and substation. High Voltage Engineering, 10 (2), 25–29.

[7] A.P. Meliopoulos y M.G. Moharan, "Transient Analysis of Grounding Systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, N□ 2, p.p. 389 - 399, February 1983.

[8] Li, Z.X. (1999) "Numerical calculation of substation grounding systems based on the method of complex images," Ph.D. dissertation, Tsinghua University, Beijing.

[9] Cardoso, J.R. (1994) FEM modelling of grounded systems with unbounded approach. IEEE Transactions on Magnetics, 30 (5), 2893–2896.

[10] Bendito, E., Carmona, A., Encinas, A.M., and Jimenez, M.J. (2004) "The extremal charges method in grounding grid design". IEEE Transactions on Power Delivery, 19 (1), 118–123.

[11] Endrenyi, J. (1967) Analysis of transmission tower potentials during ground faults. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 86 (5), 1274–1283.

[12] Verma, R. and Mukhedkar, D. (1979) Ground fault current distribution in substation, towers and ground wire. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 98 (3), 724–730.

[13] Sebo, S.A. (1969) Zero sequence current distribution along transmission lines. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 88 (3), 910–919.

[14] Garrent, D.L. (1981) Determination of maximum ground fault current through substation grounding system considering effects of static wires and feeder neutrals. Proceedings of Southeastern Electric Exchange, Atlanta.

[15] Dawalibi, F. (1980) Ground fault current distribution between soil and neutral conductors. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 99 (2), 452–461.

[16] Meliopoulos, A.P., Papalexopoulos, A., and Webb, R.P. (1982) Current division in substation grounding system. Proceeding of the 1982 Protective Relaying Conference, Georgia Institute of Technology, Atlanta.

[17] Garrett, D.; Myers, G.; Patel, S.; "Determination of Maximum Substation Grounding System Fault Current Using Graphical Analysis", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol PWRD-2, N° 3, Julio 1987.

[18] Zou, J., Yuan, J.S., Zhou, Y.K., and Ma, X.S. (2005) Uniform generalized double-sided elimination method and the calculation of the fault current distribution for hybrid overhead-underground power lines. Proceedings of the Chinese Society for Electrical Engineering, 22 (10), 112–115.

[19] Meliopoulos, A.P., Webb, R.P., Joy, E.B., and Patel, S. (1983) Computation of maximum earth current in substation switchyards. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 102 (9), 3131–3139.

[20] Meliopoulos, A.P., "Integrated Grounding System Analysis program for Windows" Version WinIGS 6.1d - September 30, 2015 (64 bit Version). Disponible en http://www.ap-concepts.com/.

[21] Ministerio de Minas y Energía, Colombia, "*Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas- RETIE*". Bogotá, Agosto, 2013.

[22] Diapositivas, Curso "Integrated Grounding System Design and Testing – Grounding System Performance" 1994-2014, A.P. "Sakis" Meliopoulos, Ph.D, School of Electrical and Computer Engineering, Georgia Institute of Technology.

[23] Jayawarna, N.; Jenkins, N.; Barnes, M.; Lorentzou, M.; Papthanassiou, S.; Hatziagyriou, N., "Safety analysis of a microgrid," Future Power Systems, 2005 International Conference on, vol., no., pp.7 pp.,7, 18-18 Nov. 2005.

[24] "Circulation of the phase to earth fault current", [online] disponible en: http://www.electrical-installation.org/enwiki/Some_practical_issues_con cerning_MV_distribution_networks.

[25] "Software package (Current Distribution, Electromagnetic Fields, Grounding and Soil Structure Analysis)" Disponible en: http://www.sestech.com/products/softpackages/cdegs.htm.

[26] ICONTEC 2012, " Sistemas de Puesta a Tierra (SPT)" Bogotá, Colombia.

[27] Xie, G.R. (1991) Grounding Technique of Power System, China Hydraulic and Electrical Engineering Press, Beijing.

[28] LIU QIANG; Zhou Lin; GuoKe, "Review on the dynamic characteristics of micro-grid system," Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 2012 7th IEEE Conference on, vol., no., pp.2069, 2074, 18-20 July 2012.

[29] IEEE Std 1547.4, 2011, "G*uide for Design, Operation, and Integration of. Distributed Resource Island Systems with Electric Power Systems",* New York*.*

[30] R. Calvas B. Lacroix , "System earthings in LV", Cahier Technique Schneider Electric no. 172. December 2004.

[31] "Microgrids 101 Newyork State of opportunity " [online] disponible en http://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Programs/NY-Prize/Microgrids-101.

[32] Gregory W. Massey, “Essentials of Distributed Generation Systems” Jones & Bartlett Learning, 2010 - 202 páginas.
[33] IEEE Std C37.101™-2006, *“IEEE Guide for Generator Ground Protection”,* New York.